

Universidad de **Cádiz**

Proyectos de fin de carrera de **Ingeniería Química**

Facultad: CIENCIAS

Titulación: INGENIERÍA QUÍMICA

Título: DIMENSIONAMIENTO DEL SUMINISTRO  
ELÉCTRICO DE UNA INSTALACIÓN INDUSTRIAL  
MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES

Autora: Haydée SÁNCHEZ RODRÍGUEZ

Fecha: Febrero 2011







**FACULTAD DE CIENCIAS**  
**TÍTULO DE INGENIERO QUÍMICO**



**PROYECTO FIN DE CARRERA**  
**RESUMEN**

**DIMENSIONAMIENTO DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE UNA INSTALACIÓN  
INDUSTRIAL MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES**

**AUTOR:**

**Dña. HAYDEE SÁNCHEZ RODRÍGUEZ**

**TUTOR:**

**D. SERGIO IGNACIO MOLINA RUBIO**

**CIENCIA DE LOS MATERIALES E INGENIERÍA  
METALÚRGICA Y QUÍMICA INORGÁNICA.**

**FIRMA DEL ALUMNO**





El **objetivo** del proyecto es estudiar la viabilidad de emplear energías de origen limpio para cubrir, total o parcialmente, el suministro de una nave industrial de tamaño medio (50 kW de potencia contratada), y dimensionar el sistema de suministro eléctrico, buscando la optimización del coste total de la instalación seleccionada (todo el ciclo de vida a 25 años, no sólo la inversión inicial) y de la emisión de gases de efecto invernadero (CO<sub>2</sub> principalmente). Se ha considerado una instalación industrial de tamaño pequeño con una superficie útil de 800 m<sup>2</sup> en un solar de 5.000 m<sup>2</sup>, ubicada en Zaragoza. Se han tenido en cuenta dos fuentes de energía renovables, combinadas o usadas independientemente: energía solar y pilas de hidrógeno.

Las **motivaciones** fundamentales para la realización de este proyecto son tanto ecológicas (reducir la emisión de gases de efecto invernadero) como económicas (se pueden lograr costes globales menores a largo plazo empleando este tipo de energías limpias, incluso sin subvenciones o sin venta del excedente de energía).

Como cualquier estudio, ha necesitado de una base teórica sólida para su desarrollo, para lo que se ha analizado la **teoría y tecnología** que hay detrás de cada uno de los **principales componentes** que serán tenidos en cuenta en el proyecto.

Una vez conocida la teoría y práctica de los componentes del sistema, se ha realizado un **estudio de mercado** de los principales componentes de la instalación, recopilando información que sería necesaria en fases posteriores (precio, prestaciones, rendimiento etc.). Debido a la variedad de fabricantes y modelos en el mercado, ha sido necesario limitar el número de referencias por componente, para reducir el tiempo de cálculo, para lo que se ha realizado un análisis previo, definiendo una serie de componentes que son representativos de un determinado rango de prestaciones.

También ha sido necesario definir los **datos de partida** de la instalación. El principal dato de partida es precisamente el patrón de consumos de la instalación. Del mismo modo, es necesario cuantificar el recurso solar existente en la ubicación, y definir ciertos parámetros básicos (inflación esperada, tasa de retorno, precio de compra-venta de la electricidad, emisiones equivalentes de dióxido de carbono por kWh consumido de la red etc.). Se han realizado las indagaciones pertinentes para poder fijar estos parámetros de manera realista y razonada.

Se han definido una serie de **casos de estudio o escenarios**, entendiendo como tal, diversas combinaciones de los principales parámetros de influencia y tecnologías a emplear, como por ejemplo, compra exclusiva de energía a la red, complemento de la energía comprada a red con energía solar, empleo de pilas de combustible sin energía solar como apoyo etc.



Con toda esta información, se ha empleado el software HOGA (acrónimo de Hybrid Optimization by Genetic Algorithms.), que permite reducir de manera significativa el tiempo de cálculo con respecto a un método de "fuerza bruta" (probar todas las combinaciones posibles). El programa realiza **simulaciones del comportamiento previsto del sistema en cada hora durante un año completo**, actualizando los valores económicos obtenidos para años posteriores para obtener el Valor Actualizado Neto (VAN), que es un indicador del coste total del sistema en toda su vida útil a precios actuales. Y lo hace, para cada escenario, considerando muchas combinaciones posibles de elementos, buscando la solución más optimizada tanto en cuanto a VAN como en cuanto a emisiones de CO<sub>2</sub>. Para ello, ha sido necesario conocer los conceptos en los que se basa la citada herramienta y aprender su manejo.

Una vez realizadas las simulaciones de los distintos escenarios en diversas condiciones (el tiempo total de cálculo ha sido de 1.500 h aproximadamente), se han **analizado los resultados obtenidos**, con el objetivo de compararlos, analizar la viabilidad de cada uno de ellos con respecto a la situación de partida, y seleccionar la opción más favorable.

En este caso, la **solución elegida** está basada únicamente en energía solar sin acumuladores estacionarios, que emplea paneles de silicio amorfo y un inversor con seguimiento del punto de máxima potencia. Esta solución no sólo logra reducir las emisiones a la mitad, sino que además supone un ahorro a largo plazo de un 20% aproximadamente, gracias a la energía que no es necesario comprar a la red. A cambio, es necesaria una inversión inicial importante, del orden de un 30% del valor actualizado a 25 años.

Al margen de definir la solución óptima, que era el objetivo principal, se han alcanzado otra serie de conclusiones

- Es técnica y económicamente viable complementar el consumo de instalaciones industriales con energía procedente de fuentes renovables. En algunos casos, se puede incluso rebajar el coste a largo plazo. Incluso es posible alimentar exclusivamente a una instalación con energías renovables, sin depender de la red de distribución, aunque con un coste bastante mayor.
- La tecnología fotovoltaica resulta la opción más eficiente para este tipo de instalaciones y perfiles de consumo. El empleo de baterías sólo resulta aconsejable si se quiere llevar la reducción de emisiones a un nivel superior, o si hay un desajuste temporal entre generación y consumo (instalaciones con perfil de consumo nocturno). Como contrapartida, se deberá hacer frente a unos costes de inversión inicial mayores.
- La inversión inicial en el sistema aumenta aproximadamente 5,9 € por cada kg de CO<sub>2</sub> que se desee dejar de emitir al año.

- La tecnología de hidrógeno no está suficientemente madura para ser competitiva con la fotovoltaica, al menos en aplicaciones de baja o media potencia, a no ser que esté fuertemente subvencionada. No obstante, el momento en el esta situación cambiará parece próximo.
- La opción de venta a red siempre es interesante como alternativa a los sistemas de acumulación, ya que permite evacuar el excedente sin inversión adicional inicial. Pero no debe caerse en la tentación de sobredimensionar en exceso el sistema para convertirse en productor de electricidad.
- Para una implantación generalizada de las energías renovables en el ámbito industrial, es necesario que las empresas tengan acceso a fuentes de financiación adecuadas, ya que deben hacer frente a inversiones iniciales notables.



**FACULTAD DE CIENCIAS**

**TÍTULO DE INGENIERO QUÍMICO**



**PROYECTO FIN DE CARRERA**

**DIMENSIONAMIENTO DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE UNA INSTALACIÓN  
INDUSTRIAL MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES**

**HAYDÉE SÁNCHEZ RODRÍGUEZ**

**FEBRERO, 2011**





**FACULTAD DE CIENCIAS****TÍTULO DE INGENIERO QUÍMICO****PROYECTO FIN DE CARRERA****DIMENSIONAMIENTO DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO DE UNA INSTALACIÓN  
INDUSTRIAL MEDIANTE ENERGÍAS RENOVABLES****AUTOR:****Dña. HAYDEE SÁNCHEZ RODRÍGUEZ****TUTOR:****D. SERGIO IGNACIO MOLINA RUBIO****CIENCIA DE LOS MATERIALES E INGENIERÍA  
METALÚRGICA Y QUÍMICA INORGÁNICA.****FIRMA DEL ALUMNO**





## ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>4</b>
<b>1.1. EL AGOTAMIENTO DE LOS RECURSOS NATURALES .....</b>	<b>4</b>
<b>1.2. EL EFECTO INVERNADERO Y EL CAMBIO CLIMÁTICO.....</b>	<b>5</b>
<b>2. OBJETO .....</b>	<b>17</b>
<b>3. METODOLOGÍA .....</b>	<b>22</b>
<b>3.1. SOFTWARE DE SIMULACIÓN .....</b>	<b>24</b>
<b>3.2. PRE-SELECCIÓN DE COMPONENTES .....</b>	<b>26</b>
<b>4. DATOS DE PARTIDA.....</b>	<b>28</b>
<b>4.1. CONSUMO PREVISTO DE LA INSTALACIÓN .....</b>	<b>28</b>
<b>4.2. COMPRA-VENTA DE ENERGÍA A LA RED .....</b>	<b>30</b>
<b>4.3. RECURSO SOLAR .....</b>	<b>34</b>
<b>4.4. PARÁMETROS DE SIMULACIÓN ALGORITMOS GENÉTICOS .....</b>	<b>36</b>
<b>4.5. OTROS PARÁMETROS DE SIMULACIÓN.....</b>	<b>36</b>
<b>4.6. COSTES INDIRECTOS .....</b>	<b>39</b>
<b>5. CASOS DE ESTUDIO.....</b>	<b>40</b>
<b>5.1. CASO 0. INSTALACIÓN CONECTADA A RED.....</b>	<b>40</b>
<b>5.2. CASO 1. ENERGÍA FOTOVOLTAICA .....</b>	<b>40</b>
5.2.1. Caso 1.0. Paneles fotovoltaicos e inversores.....	40
5.2.2. Caso 1.1. Paneles, inversor y baterías.....	51
5.2.3. Caso 1.2. Paneles, inversor, baterías y grupo electrógeno.....	62
<b>5.3. CASO 2. PILA DE COMBUSTIBLE.....</b>	<b>64</b>
<b>5.4. CASO 3. SISTEMA HÍBRIDO .....</b>	<b>65</b>
5.4.1. Caso 3.0. Paneles y pila de combustible.....	65
5.4.2. Caso 3.1. Paneles, baterías y pila de combustible.....	72
5.4.3. Caso 3.2. Sistema híbrido completo.....	74
5.4.4. Caso 3.3. Sistema híbrido aislado.....	75

<b>6. EVALUACIÓN.....</b>	<b>77</b>
<b>6.1. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....</b>	<b>77</b>
<b>6.2. DEFINICIÓN DEL SISTEMA Y PRESUPUESTO .....</b>	<b>86</b>
<b>7. CONCLUSIONES .....</b>	<b>90</b>

## **ANEXOS**

### **A.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**

### **A.2. HIDRÓGENO Y PILAS DE COMBUSTIBLE**

### **A.3. H.O.G.A. Y ALGORITMOS GENÉTICOS**

### **A.4. COMPONENTES. SELECCIÓN Y MODELIZACIÓN**

### **A.5. BIBLIOGRAFÍA**



# 1. INTRODUCCIÓN

## 1.1. EL AGOTAMIENTO DE LOS RECURSOS NATURALES

El petróleo es el combustible que genera mayor rendimiento, al que le sigue el gas natural, que es uno de los principales recursos de la tierra. El problema del petróleo es que se extinguirá prácticamente hacia el 2050 si la población mundial crece hasta 9000 millones de habitantes como se prevé para esas fechas.

Eso, si se siguen estrictamente los planes de control de natalidad, como se está haciendo hoy en día en China o en los países norteafricanos. Pero lo más probable es que no suceda así y que la población crezca a un ritmo mayor. Y si añadimos a esto la mayor longevidad en un mundo donde la medicina junto a la calidad de vida han tenido una notable mejora, los expertos nos hablan de una duración de unos 30 años para el petróleo fluido.

Luego se tendrá que echar mano de arenas asfálticas y pizarras bituminosas, que son hidrocarburos sólidos. Esto implicará una gran tecnología para extraer el fluido, y con ello grandes gastos. Se prevé que con ello también cambiará la política internacional de influencias. Hoy en día Canadá y Australia son los mayores productores de este tipo de combustibles.

Ante estas perspectivas los países industrializados, que son precisamente los menores productores de recursos (Europa importa más del 50% de sus recursos), tienen la necesidad de buscar otro tipo de energías, las que se conocen como alternativas o renovables. En los años 70, ante la crisis del petróleo, los precios de éste se triplicaron y luego volvieron a bajar otra vez. Aquella crisis, motivada por una serie de intereses políticos, comerciales y sociales motivó un gran avance en el estudio de este nuevo tipo de energías, como la solar y la fotovoltaica, pero a partir de la recuperación y de la bajada de precios dejó de fomentarse.

Actualmente nos encontramos en un momento tecnológico en el que sí tiene cabida un gran progreso en el estudio de estas nuevas fuentes energéticas. En países como Alemania, Dinamarca o Suecia (de alto sentimiento ecológico), se utilizan el aceite de colza o de girasol para sustituir el gasoil, o a partir de caña de azúcar o de la remolacha se refinan derivados de la gasolina. El almidón de la caña se fermenta a través de microorganismos y bacterias para obtener etanol, que mezclado con la gasolina sustituye a ésta, siendo menos contaminante. También se dejan descomponer los residuos urbanos para obtener gas metano que sustituye en algunas empresas al gas natural.

Por ejemplo, cada vez es más habitual la instalación de paneles fotovoltaicos incluso para satisfacer un consumo puramente doméstico. Es más, en las viviendas de nueva construcción es obligatorio disponer de sistemas de acumulación basados en la energía solar.

Además del aspecto puramente económico, ligado a la disponibilidad de las fuentes tradicionales de energía, se ha de tener en cuenta también la emisión de gases de efecto invernadero; y es que las emisiones de CO<sub>2</sub> casi se han triplicado durante el siglo 20.

## 1.2. EL EFECTO INVERNADERO Y EL CAMBIO CLIMÁTICO

El efecto invernadero y el cambio climático son cuestiones que han suscitado gran controversia entre los científicos de todo el mundo. Por un lado se disponen de evidencias que indican que la temperatura media de la superficie terrestre ha subido más de 0,6°C desde los últimos años del siglo XIX. Las previsiones apuntan a un posible aumento de entre 1,4°C y 5,8°C para el año 2100, lo que representa un cambio rápido y profundo (el aumento de temperatura estimado en todo el siglo 20 es de 0,6°C, si bien es cierto que no se dispone de datos históricos precisos y fiables hasta la segunda mitad de siglo). Aun cuando el aumento real sea el mínimo previsto, será mayor que en cualquier siglo de los últimos 10.000 años.

Por otro lado, hay evidencias que sostienen otra posible hipótesis: la del oscurecimiento global. Mediciones de irradiación realizadas en los últimos 40 años ponen de manifiesto que la radiación solar que llega a la superficie del planeta se ha reducido en un 16-30 % (según región). Esta caída en la cantidad de energía que incide en la superficie terrestre podría producir un cambio en el equilibrio energético y alterar la temperatura de la superficie, reduciéndola (mientras que el efecto invernadero produce justo lo contrario: calentamiento). También afectaría a los procesos de fotosíntesis de la masa verde del planeta, y por tanto, a los procesos de generación y absorción de CO<sub>2</sub> de ciertos tipos de plantas (habitualmente, las plantas fijan el CO<sub>2</sub> para la fotosíntesis en la fase diurna; en el proceso normal de respiración, efectúan el llamado ciclo de Calvin, absorbiendo oxígeno y liberando CO<sub>2</sub> como cualquier otro ser vivo), lo que a su vez aumentaría el efecto invernadero etc.

Independientemente de que ambos planteamientos, oscurecimiento (enfriamiento del planeta) y calentamiento global, parezcan contrapuestos, no tienen por qué ser necesariamente excluyentes, e incluso interactúan. Lo cierto es que ambas son manifestaciones globales de cambios en el ecosistema planetario, si bien las causas reales son objeto de discusión en la comunidad científica. Aunque sí hay un conductor explicativo en ambos fenómenos: la contaminación producida por la explotación que hace el ser humano de la energía.

En la siguiente figura se muestra un balance de energía planetario realizado por Trenberth, Fasullo y Kiehl de la NCAR (National Center for Atmospheric Research, EE.UU.) en 2008. Se basa en datos del periodo marzo de 2000 - Mayo de 2004 y es una actualización de su trabajo publicado en 1997. La superficie de la Tierra recibe del sol  $161 \text{ W/m}^2$  y del efecto invernadero de la atmósfera (que siempre ha estado presente y ha hecho posible la vida en la tierra)  $333 \text{ W/m}^2$ , en total  $494 \text{ W/m}^2$ . La superficie de la tierra emite un total de  $493 \text{ W/m}^2$ , por lo que hay una absorción neta de energía de  $0,9 \text{ W/m}^2$ , energía que se puede deducir está provocando el aumento de temperatura de la tierra.

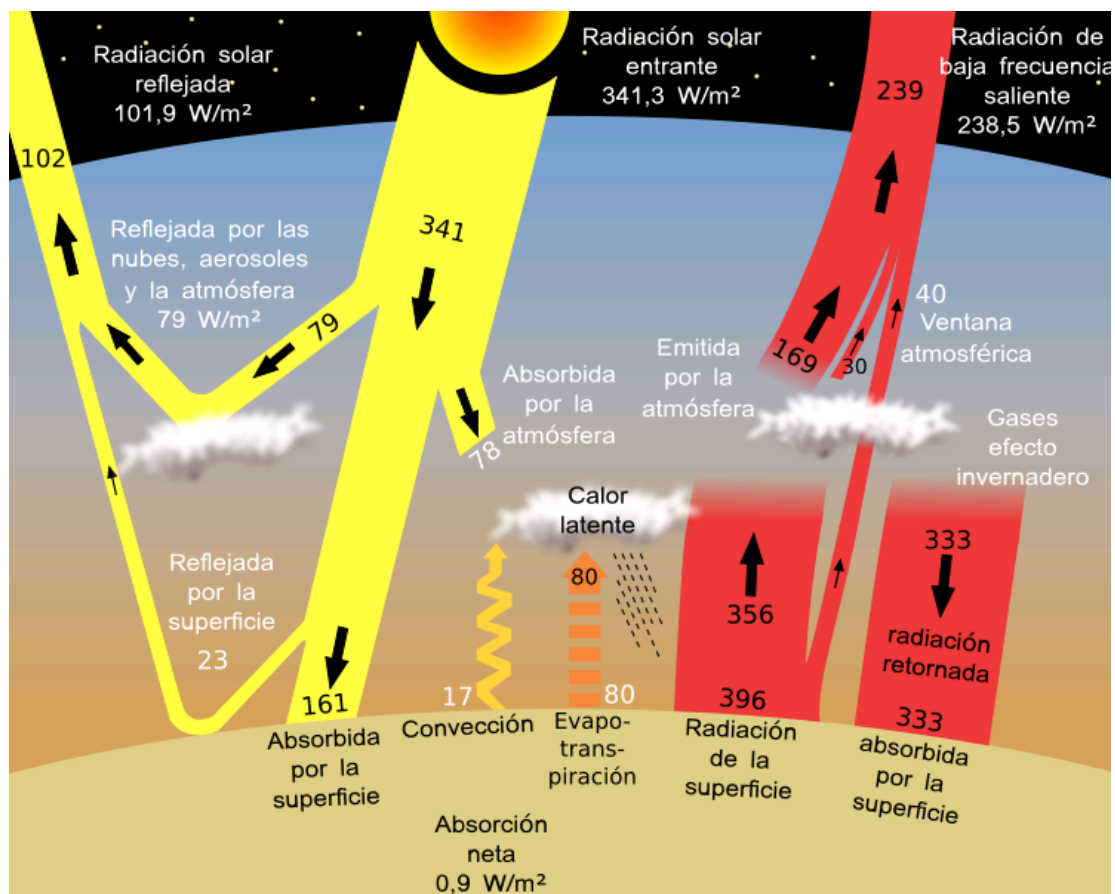


Figura 1.1.- Balance energético de la tierra

La contaminación provoca que las nubes contengan más gotas de agua mezcladas con hollín y otras sustancias químicas que una nube normal y que éstas nubes actúen como un espejo que refleja las radiaciones solares impidiendo que lleguen a la superficie. Pero por otro lado, los gases de efecto invernadero impiden que la radiación emitida por la superficie terrestre (reflejada) abandone la atmósfera. Lo cual nos sitúa ante un aspecto que se trata en este trabajo: la energía como recurso y su optimización en el uso y las aplicaciones humanas para reducir la contaminación y la emisión de gases de efecto invernadero.

La razón principal de la subida de la temperatura es un proceso de industrialización iniciado hace siglo y medio y, en particular, la combustión de cantidades cada vez mayores de petróleo, gasolina y carbón, la tala de bosques y algunos métodos agrícolas. Estas actividades han aumentado el volumen de "gases de efecto invernadero" en la atmósfera, sobre todo de dióxido de carbono, metano y óxido nitroso. Estos gases se producen naturalmente y son fundamentales para la vida en la Tierra.

Según las previsiones, la actual tendencia hacia el calentamiento provocará algunas extinciones. Numerosas especies vegetales y animales, debilitadas ya por la contaminación y la pérdida de hábitat, no sobrevivirán los próximos 100 años. El ser humano, aunque no se ve amenazado de esta manera, se encontrará probablemente con dificultades cada vez mayores. Los graves episodios recientes de tormentas, inundaciones y sequías, por ejemplo, parecen dar la razón a los modelos informáticos que predicen "episodios climáticos extremos" más frecuentes están en lo cierto.

El nivel del mar subió por término medio entre 10 y 20 centímetros durante el siglo XX, y para el año 2100 se prevé una subida adicional de 9 a 88 cm (la subida de las temperaturas hace que el volumen del océano se expanda, y la fusión de los glaciares y casquetes polares aumenta el volumen de agua). Si se llega al extremo superior de esa escala, el mar podría invadir los litorales fuertemente poblados de países como Bangladesh, provocar la desaparición total de algunas naciones (como el Estado insular de las Maldivas), contaminar las reservas de agua dulce de miles de millones de personas y provocar migraciones en masa.

Según las previsiones, los rendimientos agrícolas disminuirán en la mayor parte de las regiones tropicales y subtropicales, pero también en las zonas templadas si la subida de la temperatura es de más de unos grados. Se prevé también un proceso de desertificación de zonas continentales interiores, por ejemplo el Asia central, el Sahel africano y las Grandes Llanuras de los Estados Unidos. Estos cambios podrían provocar, como mínimo, perturbaciones en el aprovechamiento de la tierra y el suministro de alimentos.

Hace más de un decenio, la mayor parte de los países se adhirieron a un tratado internacional la "**Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático**" para comenzar a considerar qué se puede hacer para reducir el calentamiento atmosférico y adoptar medidas para hacer frente a las subidas de la temperatura que sean inevitables. El 1997, los gobiernos acordaron incorporar una adición al tratado, conocida con el nombre de **Protocolo de Kyoto**, que cuenta con medidas más enérgicas (y jurídicamente vinculantes). Desde 1988, un **Grupo Intergubernamental sobre el Cambio Climático** ha examinado las investigaciones científicas y ofrecido a los gobiernos resúmenes y asesoramiento sobre los problemas climáticos. En las recientes **conferencias sobre el cambio climático de Copenhague y Cancún** se han alcanzado acuerdos adicionales.

### 1.2.1. El efecto invernadero y el ciclo de carbono

Una capa “más gruesa” de gases de efecto invernadero retiene más los rayos infrarrojos y hace subir las temperaturas. Los gases de efecto invernadero representan sólo aproximadamente el 1% de la atmósfera, pero son como una especie de manta que rodea a la Tierra o como el tejado de cristal de un invernadero: retienen el calor y mantienen el planeta unos 30°C más caliente que si no existieran.

Las actividades humanas hacen que esta manta sea cada vez más gruesa: Los niveles naturales de estos gases se ven complementados por las emisiones de dióxido de carbono resultantes de la combustión del carbón, el petróleo y el gas natural, el metano y el óxido nitroso adicionales producidos por las actividades agrícolas y los cambios en el uso de la tierra, y varios gases industriales de larga vida.

El dióxido de carbono explica más del 60% del efecto invernadero. El hombre quema carbón, petróleo y gas natural a una velocidad muchísimo mayor que el ritmo con que se crearon dichos recursos. En ese proceso, el carbono almacenado en los combustibles se libera en la atmósfera y perturba el ciclo del carbono, sistema con miles de años de antigüedad y perfectamente equilibrado a través del cual se produce un intercambio de carbono con el aire, los océanos y la vegetación terrestre. En la actualidad, los niveles atmosféricos de dióxido de carbono están aumentando más de un 10% cada 20 años.

El empleo de combustibles fósiles está elevando los niveles atmosféricos de carbono, con lo que se perturba un equilibrio conseguido desde tiempo inmemorial.

Cierto grado de cambio climático es ahora inevitable, debido a las emisiones pasadas y actuales. El clima no responde de inmediato a los cambios externos, pero después de más de 200 años de industrialización, el calentamiento atmosférico ha ganado impulso, y continuará repercutiendo en los sistemas naturales de la Tierra durante centenares de años, aun cuando se reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero y deje de aumentar su concentración en la atmósfera.

### 1.2.2. Argumentos a favor de la teoría del "cambio climático"

Ciclones y huracanes más frecuentes y poderosos, inundaciones y sequías más numerosas e intensas...: Este aumento reciente de los “acontecimientos atmosféricos extremos” ha sido demasiado pronunciado para que pueda atribuirse a la casualidad, aun considerando el carácter cíclico de la meteorología. Algunos científicos ven en ello una prueba de que el cambio climático ha comenzado ya. Una variación climática parece ser el aumento de la variación misma: hay mayores oscilaciones en lo que podría considerarse como tiempo “normal”.



La tendencia hacia tormentas más poderosas y hacia períodos de sequía más prolongados es una constante en los modelos informáticos y está de acuerdo con el sentido común. La subida de las temperaturas significa mayor evaporación, y una atmósfera más cálida puede retener más humedad; en consecuencia hay más agua en suspensión que puede caer en forma de precipitación. De la misma manera, las regiones secas pueden perder todavía más humedad si hace más calor; ello agrava las sequías y la desertificación.

En las grandes cuencas hidrográficas africanas del Níger, el lago Chad y el Senegal, el total del agua disponible ha disminuido entre un 40% y un 60%, y la desertificación se ha agravado debido a una disminución del promedio anual de precipitaciones, aguas de escorrentía y humedad del suelo, sobre todo en el África meridional, septentrional y occidental.

Las inundaciones del Rin de 1996 y 1997, las de China en 1998, las de Europa oriental en 1998 y 2002, las de Mozambique y Europa en 2000 y las provocadas por el monzón de 2004 en Bangladesh o el reciente tsunami en Samoa son prueba de que las tormentas son cada vez más poderosas.

Los glaciares se retiraron significativamente durante el siglo XX. Las temperaturas del aire ártico aumentaron aproximadamente 5°C durante el siglo XX, es decir, 10 veces más que la media de la temperatura de la superficie mundial.

Desde los años sesenta, la cubierta de nieve ha disminuido aproximadamente un 10% en las latitudes medias y altas del hemisferio norte. La duración media de la capa exterior de hielo de los lagos y ríos se redujo aparentemente unas dos semanas durante el siglo XX. Casi todos los glaciares de montaña de las regiones no polares retrocedieron durante el siglo XX. El volumen total de los glaciares de Suiza disminuyó unos dos tercios.

En los Alpes, algunas especies vegetales se han desplazado unos 4 metros hacia arriba por decenio, y algunas plantas que anteriormente se encontraban sólo en las cumbres de las montañas han desaparecido.

En Europa, el apareamiento y la puesta de huevos de algunas aves se ha adelantado algunos días dentro de la estación correspondiente: En el Reino Unido, por ejemplo, la puesta de huevos de 20 de un total de 65 especies, incluidas algunas aves que realizaban largas migraciones, se adelantó un promedio de ocho días entre 1971 en 1995.

### 1.2.3. Efectos Futuros

Incluso los mínimos cambios previstos en el clima durante el siglo XXI serán probablemente significativos y perturbadores. Las estimaciones sobre los cambios inminentes son muy dispares. La temperatura mundial puede aumentar entre 1,4°C y 5,8°C; el nivel del mar puede subir entre 9 y 88 cm. Esta incertidumbre refleja la complejidad, interconexión y sensibilidad de los sistemas naturales.

Las predicciones sobre los futuros efectos del clima pueden ser confusas, pero no carecen de significado: lo que revelan es que las consecuencias podrían ir desde una mera perturbación hasta una catástrofe. Los episodios atmosféricos extremos, que confirman las predicciones de los modelos informáticos, son más frecuentes y se prevé que se intensifiquen y se multipliquen todavía más. El nivel del mar ha subido ya entre 10 y 20 centímetros con respecto al promedio de la era preindustrial, y es probable que suba todavía más. Es probable un futuro de tormentas e inundaciones más graves en los litorales cada vez más poblados de todo el mundo, lo que sería una mala combinación aun cuando se cumplieran las previsiones mínimas.

Aunque los efectos regionales y locales pueden presentar enormes diferencias, se prevé una reducción general de los rendimientos agrícolas potenciales en la mayor parte de las regiones tropicales y subtropicales. Las zonas situadas en el centro de los continentes, como la región cerealera de los Estados Unidos e inmensas extensiones de Asia, se secarán probablemente. En los lugares donde la agricultura de secano depende exclusivamente de las lluvias, como en el África al sur del Sahara, los rendimientos disminuirán de manera dramática, incluso con un aumento mínimo de la temperatura. Estos cambios podrían provocar perturbaciones en el suministro de alimentos en un mundo ya castigado por situaciones de escasez alimentaria y hambrunas.

La intrusión de agua salada como consecuencia de la subida del nivel del mar reducirá la calidad y cantidad de los suministros de agua dulce. Ello representa una gran preocupación, pues miles de millones de personas carecen ya de acceso al agua potable. La subida del nivel de los océanos está contaminando las fuentes de agua subterráneas en Israel y Tailandia, en varios pequeños Estados insulares del Pacífico y el Índico y el Caribe, y en algunos de los deltas más productivos del mundo, como el Yangtsé en China y el del Mekong en Vietnam.

La mayor parte de las especies en peligro del mundo, aproximadamente el 25% de los mamíferos y el 12% de las aves, pueden desaparecer en los próximos decenios, a medida que la subida de las temperaturas modifique la situación de los bosques, humedales y pastizales que constituyen la base de su subsistencia, y que el desarrollo humano les impida migrar a otros lugares.

Según las previsiones, la subida de las temperaturas ampliará el radio de acción de algunas enfermedades peligrosas "transmitidas por vectores", como el paludismo (mosquitos), que provoca ya cada año la muerte de un millón de personas, niños en la mayoría de los casos.

Como consecuencia de los daños ambientales, sobre pastoreo de los pastizales, laderas montañosas deforestadas y suelos agrícolas desnudos, la naturaleza será más vulnerable que antes a los cambios climáticos. En cualquier caso, cuando se produjeron cambios climáticos hace miles y decenas de miles de años, generalmente tuvieron lugar de manera más gradual. Los sistemas naturales tuvieron más espacio y más tiempo para adaptarse.

De la misma manera, la inmensa población humana, gran parte de ella pobre, es vulnerable a las presiones climáticas. Millones de personas viven en lugares peligrosos, en llanuras de inundación o en barrios de tugurios ubicados en laderas montañosas desprotegidas que rodean a las enormes ciudades del mundo en desarrollo. Muchas veces, no tienen otro lugar adonde ir. En el pasado remoto, el hombre y sus antepasados emigraron en respuesta a los cambios ocurridos en el hábitat. Esta vez, habrá mucho menos margen para la migración.

El calentamiento atmosférico será, casi con toda certeza, poco equitativo. Los países industrializados de América del Norte y Europa occidental, junto con otros Estados, como Japón, son los causantes de la mayoría de las pasadas y actuales emisiones de gases de efecto invernadero. Estas emisiones son una deuda inconscientemente contraída a cambio de unos niveles de vida más altos para una minoría de la población mundial. Ahora bien, los que más sufrirán los efectos del cambio climático se encuentran en el mundo en desarrollo. Tienen menos recursos para hacer frente a las tormentas, las inundaciones, las sequías, los brotes de enfermedades y la perturbación del suministro de alimentos y de agua. Tienen sumo interés en el desarrollo económico, pero se encuentran con que este proceso, difícil de por sí, es ahora todavía más arduo como consecuencia del cambio climático. Las naciones más pobres del mundo no han hecho casi nada para provocar el calentamiento atmosférico, y sin embargo son las más expuestas a sus efectos.

Fueron los científicos quienes se encargaron de señalar a la atención internacional las amenazas planteadas por el calentamiento atmosférico. Las pruebas encontradas en los decenios de 1960 y 1970 de que las concentraciones de dióxido de carbono en la atmósfera estaban aumentando, llevaron primero a los climatólogos y otros expertos a pedir una intervención. Tuvieron que pasar años para que la comunidad internacional diera una respuesta.

En 1988, se creó un **Grupo Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC)** por iniciativa de la Organización Meteorológica Mundial y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA). Este Grupo presentó en 1991 un primer informe de evaluación en el que se reflejaban las opiniones de 400 científicos. En él se afirmaba que el calentamiento atmosférico era real y se pedía a la comunidad internacional que hiciera algo para evitarlo.

Las conclusiones del Grupo alentaron a los gobiernos a aprobar la **Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático**. En comparación con lo que suele ocurrir con los acuerdos internacionales, la negociación en este caso fue rápida. La Convención estaba lista para la firma en la Conferencia de las Naciones Unidas de 1992 sobre el Medio Ambiente y el Desarrollo. El IPCC tiene ahora una función claramente establecida. En vez de realizar sus propias investigaciones científicas, examina las investigaciones realizadas en todo el mundo, publica informes periódicos de evaluación y compila informes especiales y documentos técnicos.

Las observaciones del IPCC, por el hecho de reflejar un consenso científico mundial y ser de carácter apolítico, representan un contrapeso útil en el debate, con frecuencia muy politizado, sobre qué se debe hacer con respecto al cambio climático. Los informes del IPCC se utilizan con frecuencia como base para las decisiones adoptadas en el contexto de la Convención Marco, y desempeñaron un papel importante en las negociaciones que dieron lugar al **Protocolo de Kyoto**, segundo tratado internacional, más ambicioso, sobre el cambio climático.

En diciembre de 2009, la ONU convocó una **cumbre sobre el clima en Copenhague**, a la que asistieron 192 países, y cuyo objetivo era acordar un límite a las emisiones de gases de efecto invernadero para el periodo entre 2012 y 2020. Este periodo de compromiso debía suceder al periodo 2008-2012, acordado en el protocolo de Kyoto.

Anteriormente en septiembre de 2009, casi un centenar de jefes de Estado y de Gobierno participaron en la **64ª Asamblea General de las Naciones Unidas dedicada al cambio climático** que sirvió de preparación de la conferencia Copenhague. Esta 64ª Asamblea General de las Naciones Unidas sirvió para conocer la posición en la negociación de Copenhague de los países que son grandes emisores de GEI y que todavía no están comprometidos con un programa de limitación de emisiones. Estos países representan más del 50% de las emisiones totales:

Un primer borrador del acuerdo que se dio a conocer y que no se aprobó posteriormente, planteaba que las emisiones de CO<sub>2</sub> en el año 2050 deben reducirse en todo el mundo a la mitad de los niveles existentes en 1990 y pretendía que se fijase un valor intermedio a cumplir en 2020.

Los países del G8 ya acordaron entre ellos en julio del 2009 limitar el aumento de la temperatura a 2°C respecto a los niveles preindustriales. Sin embargo a iniciativa de los pequeños países insulares, que peligran si se produjera un aumento generalizado del nivel del mar por un deshielo masivo de los polos, un centenar de naciones en desarrollo solicitaron que el límite se estableciera en 1,5°.

Durante la cumbre se produjeron duras manifestaciones cruzadas entre los dos principales emisores mundiales de CO<sub>2</sub>, China y EE.UU. El acuerdo final se gestó entre cuatro grandes países emergentes y EE.UU. en una reunión convocada por el primer ministro chino Wen Jiabao en la que participaron los presidentes de India, Brasil y Sudáfrica, incorporándose después el presidente de EE.UU. La delegación india propuso un tratado no vinculante que siguiera el modelo de la Organización Mundial del Comercio donde cada país declarará sus emisiones. El texto tenía solo tres folios e incluía de forma orientativa la reducción de emisiones que cada país había presentado a la cumbre. Las reducciones definitivas debían presentarse el 1 de febrero de 2010.

El acuerdo mantiene el objetivo de que la temperatura global no suba más de dos grados centígrados. Sobre cuando las emisiones deberán alcanzar su máximo solo se dice que "lo antes posible" y no establecen objetivos para 2050. Este acuerdo no fue aceptado por unanimidad en la Convención pues lo rechazaron algunos países como Cuba, Bolivia y Nicaragua.

En diciembre de 2010 se mantuvo la **Conferencia de Cambio Climático de Cancún**. Se logró un acuerdo que incluye a 193 países entre ellos Japón, EE UU y China que inicialmente tenían criterios muy diferentes. Solamente un país, Bolivia, se ha opuesto a este acuerdo. El pacto alcanzado aplaza para 2011 la decisión fundamental de si un nuevo acuerdo sustituirá al Protocolo de Kioto, cuya vigencia termina en 2012, reconoce los compromisos voluntarios de reducción de emisiones de GEI que los países enviaron a la ONU después de la Cumbre de Copenhague, además se ha llegado a un acuerdo para reducir la deforestación.

La prolongación de los acuerdos de limitación de emisiones de GEI después de 2012 cuando termina la vigencia del Protocolo de Kioto, quedó condicionada como pidió Japón, al avance de la negociación con EE UU y China que actualmente no están sujetos a limitaciones de emisiones. EE UU ha aceptado la forma de controlar la reducción de emisiones a China: se realizarán consultas internacionales pero no serán ni intrusivas y respetarán la soberanía nacional.

El acuerdo reconoce la gravedad del calentamiento global y pide limitar el calentamiento a dos grados centígrados mencionando que una futura negociación podría limitarlo a 1,5 grados según solicitaban los pequeños estados isleños del Pacífico.



#### 1.2.4. ¿Qué se puede hacer?

La reducción del consumo de combustibles fósiles al mismo tiempo que se mantiene el crecimiento económico representa un gran desafío.

Es obvio que conseguir más electricidad, medios de transporte y producción industrial con menos carbón, petróleo o gasolina es una solución que sólo presenta ventajas: más beneficios, menos contaminación, menos calentamiento atmosférico... aunque los gastos iniciales para mejorar el equipo y la tecnología pueden ser elevados:

- Las pilas de combustible de gasolina y otras tecnologías avanzadas en el sector del automóvil pueden reducir casi a la mitad las emisiones de dióxido de carbono resultantes del transporte, y lo mismo cabría decir de los vehículos "híbridos" de gas/electricidad, algunos de los cuales se encuentran ya en el mercado.
- La instalación de sistemas de iluminación y electrodomésticos más eficientes en los edificios puede reducir significativamente el consumo de electricidad. El mejor aislamiento de las construcciones puede representar una enorme reducción de la cantidad de combustible necesario para la calefacción o el aire acondicionado.
- La energía solar y la electricidad generada por el viento, con los niveles actuales de eficiencia y costo, pueden sustituir en parte a los combustibles fósiles, y se utilizan cada vez más. Un mayor empleo de tales tecnologías puede incrementar sus eficiencias de escala y reducir sus costos. La contribución actual de estos métodos de producción de energía a los suministros españoles representa ya el 30% según datos del 2 de Febrero del 2010.
- El uso de la biomasa como fuente de energía, por ejemplo la leña, el alcohol fermentado del azúcar, los aceites combustibles extraídos de la soja y el gas metano emitido por los vertederos, puede ayudar a recortar las emisiones de gases de efecto invernadero, pero sólo si la vegetación utilizada con ese fin se sustituye por una cantidad equivalente de nuevas plantas (para que el dióxido de carbono liberado por la combustión de biomasa sea capturado de nuevo mediante la fotosíntesis).
- La energía nuclear no produce prácticamente ningún gas de efecto invernadero, pero, debido a la preocupación pública por los problemas de seguridad, transporte y eliminación de los residuos, el empleo responsable de la energía nuclear continuará siendo, probablemente, limitado. Ahora representa en torno al 15% de los suministros europeos de energía.

Por otro lado, hay que tener en cuenta que las empresas y los gobiernos suelen relegar a un segundo plano los productos, servicios y políticas que no gozan de apoyo popular. El transporte público representa un despilfarro mucho menor de combustibles fósiles que el uso del automóvil, pero sí la sociedad no ha exigido el transporte público y no se han creado los ferrocarriles, las líneas de metro ni las rutas de autobús necesarias, el día que la gente llegue a cambiar de opinión no tendrá esos medios a su disposición. Hay que lograr un impulso favorable a dichos cambios... pero, paradójicamente, si no se dispone de esas opciones, es difícil conseguir ese impulso. Los automóviles "híbridos" utilizan aproximadamente la mitad de gasolina que los normales, pero son pocos los clientes que han pedido este tipo de vehículos, por lo que su precio es elevado y son pocos los fabricantes que se han animado a producirlos.

La falta de demanda frena también la innovación del progreso tecnológico; el interés, en cambio, lo acelera. La clave aquí es el "interés". Si los clientes y ciudadanos, sobre todo en los países industrializados, llegaran a interesarse fuertemente por combatir el calentamiento atmosférico y se mostraran dispuestos a adquirir productos que reduzcan las emisiones, se inventarían probablemente nuevos procesos y tecnologías que reducirían enormemente el problema, o lo harían incluso desaparecer. En el pasado, estas presiones han conseguido grandes avances tecnológicos.

Algunos gobiernos, estimulados por su adhesión a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, han intentado ya recortar las emisiones de gases de efecto invernadero con una combinación de recompensas y sanciones: incentivos, subvenciones, programas voluntarios, reglamentos y multas. Varios de ellos han atacado el problema directamente gravando con "impuestos" el uso del carbono. Otros han establecido "mercados del carbono" en que se pueden comprar y vender unidades de uso de energía. Estos mecanismos son un anticipo de las disposiciones que se aplicarán a los gobiernos que han ratificado el Protocolo de Kioto.

Algunos gobiernos han establecido normas sobre la eficiencia energética de los electrodomésticos. Un programa iniciado por Japón en 1998 trata de reducir un 59% el consumo de energía de los aparatos de vídeo, un 30% el de los frigoríficos y un 83% el de las computadoras. Las repercusiones negativas de unos reglamentos más estrictos pueden compensarse con incentivos, como en los Países Bajos, donde están ya en vigor las normas más rigurosas de la Comunidad Europea sobre los electrodomésticos. En dicho país, los hogares tienen derecho a una rebaja parcial con respecto al precio de compra de la mayor parte de los electrodomésticos eficientes.

Varios gobiernos han adoptado medidas para exigir que las empresas de recogida de desechos y los vertederos eviten el escape de gases de efecto invernadero, como el metano. En Suiza y Noruega, los impuestos por tonelada de desechos son mayores en los vertederos que no están sellados. En Austria, los impuestos son más altos cuando los vertederos no recuperan el metano emitido.

### 1.2.5. Logros y desafíos

Algunas tecnologías y políticas, conocidas normalmente como opciones "sin pesar", pueden reducir las emisiones y autofinanciarse gracias a una mayor eficiencia y a unos costos de explotación más bajos... pero incluso en ese caso se necesitarán inversiones iniciales que algunas empresas quizá no puedan o no quieran pagar, sobre todo si no reciben créditos o préstamos de los gobiernos.

Dinamarca estabilizó las emisiones entre 1990 y 2000 introduciendo métodos más eficientes de generación eléctrica y sustituyendo la utilización del carbón en la industria por energía renovable y gas natural. El producto Interno bruto del país aumentó un 27% durante el decenio.

Alemania consiguió una considerable reducción de las emisiones de dióxido de carbono gracias a la reestructuración económica resultante de la reunificación del país, mediante la reducción del uso de lignito y una mayor utilización de la energía eólica. Hubo también recortes sustanciales de las emisiones de metano resultantes de la producción de carbón, la gestión de desechos y la agricultura, y de las emisiones de óxido nitroso de la agricultura.

El Reino Unido estableció una política "nacional de cambio climático" que establece objetivos para utilizar la energía de manera más eficiente, y pudo reducir las emisiones, entre otros medios utilizando menos carbón y más gas natural.

Parece claro por tanto que, pese al esfuerzo inicial, el empleo de combustibles limpios, fuentes de energía renovable, o al menos tecnologías novedosas que sean capaces de reducir las emisiones contaminantes o mejorar la eficiencia de la conversión de materia en energía, supone a largo plazo crecimiento económico y progreso.

## 2. OBJETO

El objetivo del proyecto es estudiar la viabilidad de emplear energías de origen limpio para cubrir, total o parcialmente, el suministro de una nave industrial de tamaño medio (50 kW de potencia contratada), y dimensionar el sistema de suministro eléctrico, buscando la optimización del coste total de la instalación seleccionada (todo el ciclo de vida a 25 años, no sólo la inversión inicial) y de la emisión de gases de efecto invernadero (CO<sub>2</sub> principalmente).

Se ha considerado una instalación industrial de tamaño pequeño (el empleo de energías renovables para grandes consumos no resulta económicamente viable a día de hoy), con una superficie útil de 800 m<sup>2</sup> en un solar de 5.000 m<sup>2</sup>, ubicada en el polígono industrial "Plataforma Logística de Zaragoza" (N-II, N-125 Madrid-Zaragoza).



Figura 2.1.- Ubicación de la instalación

Se trata por tanto de dimensionar un sistema híbrido, entendiendo como tal aquel que integra distintas tecnologías de producción de energía. Este tipo de sistemas, cuando se diseñan y controlan de forma óptima, pueden lograr que el coste del kWh producido se inferior al correspondiente a instalaciones que hacen uso de una única fuente de energía.

Y es que las instalaciones exclusivas (que sólo emplean una fuente de energía), aún bien dimensionadas, pueden no llegar a cubrir las necesidades de consumo a lo largo de todo un año, debido a puntas de consumo por encima de lo habitual, o a períodos anormalmente largos de baja irradiación o de baja actividad eólica. Por tanto, hay casos en que es recomendable disponer de algún sistema de generación auxiliar; este sistema auxiliar también ayudará a lograr un estado de carga aceptable de las baterías (si dispone de ellas), prolongando su vida útil.

Es habitual emplear grupos electrógenos como sistema auxiliar para momentos de déficit de una instalación o bien para cubrir puntas de consumo. No obstante, los generadores AC tienen el inconveniente medioambiental de generar gases tóxicos y de efecto invernadero.

En la actualidad se dispone de una tecnología muy apropiada para sustituir o complementar los generadores AC: las pilas de combustible de hidrógeno combinadas con electrolizadores. El electrolizador genera H<sub>2</sub> con la energía sobrante producida por las fuentes renovables, que es almacenado en el tanque de H<sub>2</sub>. Posteriormente, cuando la demanda de energía sea superior a la producida por las fuentes renovables, la pila de combustible utiliza el H<sub>2</sub> almacenado, que combinado con O<sub>2</sub> del aire, mediante electrólisis inversa producen electricidad y agua. Se evita así emisiones contaminantes, y además el H<sub>2</sub> es gratuito puesto que se genera en el electrolizador. No obstante, los elevados precios actuales de estos equipos hacen que todavía no estén implantados masivamente, aunque se prevé que en el futuro la situación cambie.

Por lo tanto, considerando la tecnología existente y las características de la instalación industrial cuyo suministro eléctrico se quiere complementar, se van a tener en cuenta dos fuentes de energía renovables, por considerarse las más apropiadas:

- Energía solar de origen fotovoltaico
- Pilas de combustible de hidrógeno.

Esto no quiere decir que, necesariamente, vayan a emplearse las dos tecnologías. Se analizarán las ventajas e inconvenientes de su uso combinado y/o independiente, y de las implicaciones de cada opción (por ejemplo, el empleo exclusivo de paneles fotovoltaicos suele requerir bancos de baterías y reguladores de carga, que podrían no ser necesarios si se emplea un electrolizador para emplear el excedente de energía en la producción de hidrógeno).

Los principales motivos para seleccionar, de inicio, estas tecnologías, desestimando otras fuentes de energía renovables sin análisis cuantitativos detallados son:

- En Zaragoza, como en la mayor parte de la península ibérica, la irradiación solar es elevada. Hay por tanto un recurso solar abundante. Pero no tan abundante como otras regiones del sur del país, lo que introduciría un sesgo a favor de la energía de origen solar.
- La integración de los paneles fotovoltaicos en edificios e instalaciones es sencilla, con un mínimo impacto visual, y sin apenas ocupar espacio adicional, ya que se pueden emplear cubiertas de aparcamiento, techos, fachadas, terrazas etc. Los sistemas y equipos auxiliares (baterías, reguladores, inversores, convertidores etc.) tampoco requieren gran cantidad de espacio.

Aunque no es habitual emplear equipos de seguimiento solar en este tipo de instalaciones (por precio, espacio necesario, ya que la integración arquitectónica no es posible, necesidades de mantenimiento etc.), es posible lograr un buen aprovechamiento de la energía solar, optimizando la orientación e inclinación de los paneles según la latitud en la que se encuentra la instalación.

- Ayudas y subvenciones: la generación de energía eléctrica de origen fotovoltaico cuenta actualmente con distintas subvenciones y ayudas (préstamos blandos):
  - En la comunidad de Aragón, a fecha de creación del presente documento se ha publicado la Orden del 1 de septiembre de 2010, del Departamento de Industria, Comercio y Turismo, por la que se aprueban las bases reguladoras y se convocan para el ejercicio 2010, subvenciones para el uso eficiente de la energía y aprovechamiento de energías renovables. Esta Orden tiene por objeto aprobar las bases reguladoras para la concesión de las subvenciones establecidas en los Convenios de colaboración suscritos entre el Gobierno de Aragón y el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

Según esta orden, las instalaciones industriales que empleen sistemas de energía solar fotovoltaica aislada de la red (es decir, que no se empleen para producir energía que inyectar a la red) son susceptibles de recibir subvenciones. Se pretende promover inversiones en sustitución de equipos e instalaciones consumidores de energía por equipos e instalaciones que utilicen tecnologías de alta eficiencia o la mejor tecnología disponible con objeto de reducir el consumo energético y las emisiones de CO<sub>2</sub>. La cuantía máxima de la ayuda en equipo e instalaciones será del 22% del coste elegible (que es el especificado en el anexo I de la orden) con un máximo de 1.200.000 euros por proyecto. Se trata por tanto de una subvención que puede alcanzar un porcentaje importante del total.

- A nivel estatal, el Instituto para la Diversificación y el Ahorro Energético (IDAE) ofrece una línea de crédito para fomentar el empleo de energías renovables. Se ofrecen préstamos del 100% del importe del proyecto (hasta 1.5 M€), con un interés de Euribor + 0.3 %. El Ministerio de Industria sólo ofrece subvenciones para instalaciones conectadas a red (subvenciona el kWh producido).

No existen a nivel estatal o autonómico subvenciones de difusión pública relativas al empleo del hidrógeno y pilas de combustible. A nivel europeo, sí hay programas marco que subvencionan proyectos I+D+i, pero no aplicaciones concretas. Aragón cuenta con un Plan Director del Hidrógeno en Aragón, editado y coordinado por la Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón, que aunque contempla como vía de trabajo la búsqueda de vías de financiación para acercar esta tecnología al mundo empresarial e industrial, no define ayudas concretas.



- La generación de electricidad a partir de hidrógeno es una solución tecnológicamente más novedosa, aunque distintos proyectos de demostración han puesto de manifiesto su viabilidad.

En el caso de una instalación no conectada a una red de suministro de hidrógeno, como es el caso que nos ocupa, la principal ventaja del empleo de pilas de combustible es su capacidad de almacenamiento, en una doble vertiente:

- Empleo del excedente de energía de origen fotovoltaico para producir hidrógeno, que será almacenado hasta que el recurso solar no sea suficiente.
  - Aprovechar la tarifa eléctrica en horas valle, en las que su precio es menor, para emplear energía de la red de distribución eléctrica para producir hidrógeno. La viabilidad de esta opción está fuertemente afectada por el rendimiento de la conversión; generalmente, a día de hoy, considerando el precio de la electricidad y la relativa baja eficiencia de la conversión, no suele ser rentable. No obstante, en un futuro próximo la situación podría cambiar.
- Si bien el **recurso eólico** en la provincia de Zaragoza es elevado, por lo que podría ser conveniente el empleo de aerogeneradores para aprovechar esta fuente de energía renovable, se ha de tener en cuenta que el espacio disponible es limitado, que la rugosidad equivalente del terreno también será elevada por tratarse de una zona próxima a núcleo urbano, y a su vez, urbanizada, de manera que la velocidad del viento que "verían" los aerogeneradores sería muy inferior a la del viento troposférico, resultando en un recurso eólico local reducido.

Además, el coste de esos sistemas es mucho más elevado, comparado con el empleo de placas fotovoltaicas y pilas de combustible de hidrógeno (con todos los elementos auxiliares necesarios, tales como tanques de almacenamiento, inversores, bancos de baterías, electrolizadores etc.).

- Inviabilidad de otras fuentes de energía limpias o renovables, por diversos motivos:
  - Falta de recurso natural cercano (por ejemplo, cursos de agua para generar energía de origen hidráulico de manera directa)
  - Necesidades de espacio no compatibles con la realidad de una instalación media típica (tanques de almacenamiento de agua para convertir la energía eléctrica en energía potencial trasladando volúmenes de agua entre distintas alturas por medio de bombas, para recuperar la energía posteriormente mediante pequeñas turbinas hidráulicas; depósitos de bioalcohol, etc.)
  - Tecnología no suficientemente desarrollada (biomasa)
  - Coste de instalación y mantenimiento no asumible (producción de energía a partir de vapor generado por sistemas de concentración solar, pequeñas plantas de ciclo combinado etc.)

Existen dos motivaciones fundamentales para la realización de este proyecto:

- **Ecológica:** tal y como ya se ha indicado, la situación energética actual convierte a las energías renovables en la alternativa al limitado petróleo, contribuyendo a reducir el consumo de energías contaminantes y sustituyéndolas por una fuente de energía limpia y renovable. Con ello se reducirá la emisión de gases de efecto invernadero, contribuyendo a una situación climática más estable en el planeta y frenando el calentamiento global.
- **Económica:** la producción de energía eléctrica a través de energías limpias para consumo propio supone un beneficio económico atractivo ya que además de obtener beneficios tras su instalación a medio-largo plazo, existen multitud de subvenciones. Generalmente, la inversión inicial es mucho mayor que en el caso de suministro de energía convencional (conexión a la red eléctrica), pero el coste durante todo el ciclo de vida suele ser inferior. Además, el empleo de sistemas híbridos correctamente dimensionados y controlados puede aumentar la eficiencia de la producción, reduciendo el coste del kWh.

### 3. METODOLOGÍA

Como cualquier estudio, necesita de una base teórica sólida para su desarrollo. Para ello, se ha analizado la teoría y tecnología que hay detrás de cada uno de los principales componentes que serán tenidos en cuenta en el proyecto. En los Anejos 1 y 2 se recogen tanto los principios físicos subyacentes a cada una de las tecnologías que se tratarán en el proyecto como los principales aspectos a tener en cuenta a la hora de su integración en una instalación.

Para lograr los objetivos expuestos en el apartado 2 de la memoria, esto es, analizar la viabilidad del empleo de fuente de energía renovables para complementar el suministro convencional (red eléctrica) de una instalación industrial mediana, seleccionando la mejor alternativa y dimensionando la instalación en consecuencia, se contará con la ayuda del software HOGA (acrónimo de Hybrid Optimization by Genetic Algorithms, o lo que es lo mismo, Optimización Híbrida mediante Algoritmos Genéticos).

Este programa permite analizar un elevado número de casos y configuraciones de manera automatizada, agilizando lo que de otra manera serían tediosos y laboriosos cálculos manuales, con la ventaja de implementar algoritmos genéricos en el proceso, frente al uso del método de "fuerza bruta" (probar todas las combinaciones posibles). Las principales variables que tiene en consideración el programa, a la hora de valorar una solución determinada en busca de la solución óptima, es el coste a lo largo de todo el ciclo de vida (representado por el VAN o Valor Actual Neto) por un lado, y por otro las emisiones de CO<sub>2</sub>. En el apartado 3.1 se realiza una introducción al software y a los algoritmos genéticos. El Anejo 3 recoge información exhaustiva sobre estos aspectos, necesaria para un correcto uso del programa y una adecuada interpretación de los resultados.

Como continuación del estudio teórico/práctico de los principales componentes a emplear, se ha realizado un estudio de mercado, en relación a los principales componentes de la instalación, cuyo resultado se muestra en el Anejo 4. El objetivo de este estudio es alimentar la base de datos del software HOGA (que cuenta con unos pocos ejemplos por defecto, que además no se corresponden con elementos reales disponibles en el mercado) con las principales características de los equipos disponibles en el mercado, incluyendo precio, prestaciones, rendimiento, coste de mantenimiento etc.

Debido a que, sobre todo para el caso de paneles fotovoltaicos, la variedad de fabricantes y modelos disponibles en el mercado es muy elevada (más de 19.000 referencias comerciales a nivel mundial), es necesario limitar el número de entradas de la base de datos, a fin de reducir el tiempo de cálculo del software (ya de por sí elevado, debido a la gran cantidad de combinaciones posibles). Para ello se ha realizado también una clasificación de las referencias comerciales encontradas, definiendo una serie de componentes que son representativos de un determinado rango de prestaciones.

En el apartado 4, se han definido los datos de partida de la instalación. Dado que el objetivo del proyecto es estudiar la viabilidad de complementar el consumo eléctrico que normalmente se cubre con energía de la red eléctrica con energía limpia, el principal dato de partida es precisamente el patrón de consumos de la instalación. Del mismo modo, es necesario cuantificar el recurso solar existente en la ubicación.

Una vez seleccionados los componentes a tener en cuenta y establecidas las condiciones de contorno, se han definido una serie de casos de estudio o escenarios, entendiendo como tal, diversas combinaciones de los principales parámetros de influencia y elementos a analizar, como por ejemplo:

- Topología del sistema:
  - Empleo exclusivo de paneles fotovoltaicos como complemento al suministro convencional (red eléctrica)
  - Empleo exclusivo de pila de hidrógeno como complemento al suministro convencional.
  - Sistema mixto paneles fotovoltaicos/pila de hidrógeno.
  - Sistema mixto sin conexión a red (caso ilustrativo)
  - Empleo de un grupo electrógeno en cada uno de los casos anteriores
- Número máximo de paneles fotovoltaicos paralelo (los paneles en serie no son en principio una variable a optimizar, dado que depende únicamente de la tensión DC)
- Número máximo de baterías en paralelo (las baterías en serie tampoco son objeto de optimización, por el mismo motivo que los paneles)
- Tensión nominal de la red de continua de la instalación
- Estrategia de control de la instalación (emplear el excedente de energía para generar hidrógeno / cargar la baterías etc., con el objetivo de maximizar la vida útil de los elementos, reducir costes de mantenimiento y energía no servida).

Para todos y cada uno de estos casos, que se recogen y codifican en el apartado 5, se tienen en cuenta las distintas posibilidades en cuanto a componentes individuales (distintos tipos de paneles, pilas de combustible, electrolizadores etc.).

Finalmente, una vez realizadas todas las simulaciones se llevará a cabo el análisis de los resultados obtenidos en cada uno de los escenarios planteados, a fin de realizar el estudio comparativo, analizar la viabilidad de cada uno de ellos, y seleccionar la opción más favorable. Este análisis se recoge en el apartado 6 de la memoria.

### 3.1. SOFTWARE DE SIMULACIÓN

Tal y como ya se ha indicado, los sistemas híbridos presentan ventajas frente a los sistemas que emplean un solo tipo de energía. No obstante, el cálculo óptimo de un sistema híbrido es muy complejo, debido a la variabilidad de la disponibilidad de los recursos renovables (irradiación solar, viento, recurso hidráulico), así como de la demanda de energía (consumo variable a lo largo del día y con una fuerte componente estacional).

Además, algunos componentes del sistema presentan características no lineales, y el número de variables que influyen en la optimización es muy elevado. El sistema posee un gran número de posibles soluciones (combinaciones de paneles fotovoltaicos, baterías, generador AC, pila de combustible, electrolizador, inversor y variables de la estrategia de control; además, hay distintas tipologías y prestaciones para cada componente). Todo esto hace que la optimización sea difícil con las técnicas matemáticas clásicas.

Existen programas que realizan la optimización probando todas las posibles combinaciones (método de fuerza bruta o enumerativo). Este método resulta válido para sistemas pequeños, en los que además las opciones definidas para cada componente son también reducidas. Así, HOGA (desarrollado por Rodolfo Dufo y José Luis Bernal, de la Universidad de Zaragoza) puede emplear esta metodología, aunque si el número de posibles combinaciones de elementos y estrategias de control es muy elevado, o si se desea tener un número representativo de posibles soluciones, el método suele requerir tiempos de cálculo inadmisibles (del orden de meses o años).

Por ello, el programa permite emplear Algoritmos Genéticos para realizar la optimización, tanto de los componentes del sistema como la de la estrategia de control, con tiempos de cálculo bajos, y obteniendo una solución óptima, o muy próxima a la óptima. Estas técnicas se han aplicado a una gran cantidad de problemas en la industria, obteniendo en ocasiones soluciones mejores y en menos tiempo que con otros métodos.

HOGA realiza la simulación de distintas combinaciones de componentes y estrategias de control a lo largo de un año completo, en intervalos de 1 hora, para lo que tiene igualmente en cuenta datos de partida horarios (consumo de la instalación, irradiación solar etc.). Se parte de la hipótesis de partida de que todos los años de la vida útil del sistema se comportan igual.

La optimización del sistema se basa en buscar la combinación de componentes y estrategia de control que, cubriendo las necesidades de consumo de la instalación, minimice los costes totales del sistema a lo largo de su vida útil, actualizados al momento inicial de la inversión (Valor Actual Neto, VAN). La optimización también es multi-objetivo, en el sentido de que permite analizar otra variable como las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Los elementos que pueden componer el sistema son variados:

- Paneles fotovoltaicos
- Pilas de combustible de hidrógeno
- Electrolizadores
- Tanques de almacenamiento de hidrógeno
- Compresores
- Baterías
- Reguladores de carga
- Inversores (convertor DC/AC)
- Rectificadores (convertor AC/DC)
- Generadores AC autónomos
- Turbinas hidráulicas
- Aerogeneradores

Tal y como ya se ha indicado, se descartan de inicio ciertas tecnologías de producción de energía limpia por motivos cualitativos: energía eólica y energía hidráulica.

El software permite trabajar con cargas (consumos) de distintos tipos:

- Cargas eléctricas AC
- Cargas eléctricas DC
- Cargas de Hidrógeno (producción de  $H_2$  para consumo externo)
- Consumo de agua procedente de depósito de abastecimiento, agua que previamente ha sido bombeada por una electrobomba que emplea energía de la propia instalación.

Aunque el programa se desarrolló en un principio para estudiar sistemas aislados de la red eléctrica (que son aquellos que típicamente necesitan de este tipo de fuentes de energía), se ha incorporado la posibilidad tanto de comprar a la red eléctrica la energía que no es capaz de suministrar como de vender la energía sobrante a la red. Similar situación se da con el hidrógeno que se produce en el electrolizador y que se almacena en un depósito.

Tal y como ya se ha indicado, el programa optimiza tanto la combinación de elementos, para una tipología definida, como el control del sistema (cuándo debe dar energía uno u otro componente, hasta qué nivel deben cargarse las baterías,...). Se puede incluso plantear un escenario de estudio en el cual el programa contemple la posibilidad de no



incluir un determinado componente (aunque la tipología definida al inicio sí lo contemple); no obstante, para un mejor control de la simulación, se ha preferido que, para cada caso de estudio o escenario definido (que incluirá un determinado conjunto de componentes), no se le permita prescindir de alguno de ellos de manera automática.

En resumen, HOGA es una herramienta informática para el dimensionado óptimo de instalaciones híbridas contemplando la posibilidad de la inclusión de energías renovables tanto solar, junto con sistemas de apoyo basados en acumuladores (baterías), grupos electrógenos y/o pilas de combustible. El programa hace un estudio del coste y de las emisiones de contaminantes hasta llegar a una óptima relación del número y tipo de paneles, el número y tipo de baterías, el tipo de generador AC, el tipo de electrolizador, el tipo de pila de combustible, el tanque de H<sub>2</sub>, el tipo de inversor, la potencia del rectificador, la corriente del regulador de carga de las baterías y la estrategia de operación de la instalación.

### 3.2. PRE-SELECCIÓN DE COMPONENTES

Tal y como se ha indicado, y una vez conocidos los principios teóricos y funcionales de los distintos elementos, se ha realizado un estudio de mercado de los distintos componentes que serán necesarios en el estudio. El objetivo de este estudio es reducir y segmentar la cantidad de componentes que se introducirán en la base de datos del software de simulación, para reducir tiempo de cálculo (que por otro lado, no aportaría valor alguno).

En este estudio se han recopilado las principales características de los componentes, entre los que cabe destacar:

- Potencia nominal (paneles, pila de combustible, electrolizador, generador, inversor)
- Rendimiento (paneles, pila de combustible, electrolizador)
- Curvas características (inversor, electrolizador, pila de combustible)
- Dimensiones (paneles)
- Capacidad (depósito de hidrógeno, baterías, generador)
- Profundidad de descarga admisible (baterías)
- Tensión a circuito abierto, corriente de cortocircuito (paneles)
- Tensión nominal y a circuito abierto (baterías, paneles)
- Intensidad y tensión en el punto de potencia máxima (paneles)
- Tecnología (paneles y pilas de combustible)
- Consumo (generador y pila de combustible)
- emisiones de CO<sub>2</sub> (generador)

- Potencia mínima recomendada de funcionamiento (generador)
- Vida útil (todos)
- Coste de operación y mantenimiento (todos)
- Coste de adquisición (todos)

El principal objetivo es identificar grupos homogéneos de componentes, que por sus características, sean representativos de cierto rango. Ciertos parámetros no son objeto de estudio por no ser necesarios para la simulación (por ejemplo, las dimensiones de los paneles), pero se recopilan porque serán necesarios en fases posteriores del trabajo (siguiendo con el ejemplo de los paneles, será necesario comprobar si el número de paneles que se determine como solución óptima "cabe" en el espacio disponible en la instalación).

A modo de resumen, en la siguiente tabla se incluyen el número de referencias estudiadas para cada componente, así como el número de componentes realmente introducidos en el programa de simulación. En el anejo 4 se encuentran detalles adicionales del estudio de selección de componentes, listados que recogen los componentes finalmente seleccionados junto con las características técnicas requeridas por el software de simulación.

	Paneles	Baterías	Electrolizadores	Pilas combustible	Depósito H <sub>2</sub>	Reguladores	Inversores	Generador
Ref. comerciales	19.000	262	20	13	10	40	921	37
Componentes virtuales	18	18	4	5	1	1	24	5

Tabla 3.1.- Selección de componentes

## 4. DATOS DE PARTIDA

La ejecución de las simulaciones, además de los datos técnicos de los distintos componentes, requiere definir las condiciones de contorno en las que funcionará la instalación. Estas condiciones cubren desde el consumo que se prevé para la instalación industrial (consumo diario, hora a hora, con componente estacional, diferenciando por meses), pasando por el recurso solar disponible ( $\text{kWh/m}^2$  diarios que reciben los paneles, horas solares pico etc.), condiciones ambientales (el rendimiento de los paneles se ve afectado por la temperatura ambiente de manera apreciable), inflación prevista (llegado el momento de sustituir componentes que hayan agotado su vida útil, no se puede aplicar el coste de adquisición actual; del mismo modo, el precio de la energía comprada a la red evolucionará con el tiempo). etc.

### 4.1. CONSUMO PREVISTO DE LA INSTALACIÓN

El perfil de consumo considerado para la instalación se muestra en la figura 4.1. Se corresponde con una instalación industrial de tamaño medio, que actualmente cuenta con una potencia contratada de 50 kW. En este perfil, el consumo es nulo durante la madrugada (no hay personal trabajando), y comienza a elevarse a partir de las 6, cuando el personal de la planta se incorpora a su puesto de trabajo.

Se produce un primer pico de consumo a media mañana, con un valle coincidiendo con el descanso del medio día, y otra zona de elevado consumo que abarca toda la tarde. A partir de las 19:00 h, el consumo empieza a descender, quedando en cotas residuales a última hora de la noche hasta volverse prácticamente nulo (sólo es necesario alimentar las cargas que quedan en stand-by durante la noche, tales como sistemas de vigilancia, equipos en standby, comunicaciones etc).

Se ha considerado que todo el consumo es AC, no hay cargas en corriente continua en la instalación.

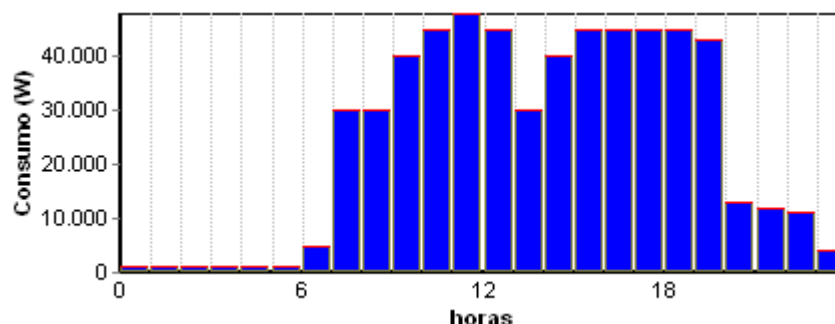


Figura 4.1. Perfil diario de consumo

Durante el fin de semana, el consumo también se reduce prácticamente a los valores nocturnos entre semana, ya que la instalación no tiene uso alguno. Para simular este aspecto, HOGA permite emplear un factor de corrección para sábado y domingo, que en este caso se ha fijado en 0,1 (mínimo admisible por el software).

En las siguientes figuras se muestra el perfil de consumo en una semana y en un mes. Se han introducido un coeficiente de variabilidad tanto horario como diario, para tener en cuenta la aleatoriedad existente en un consumo real. Estos factores permiten una variación de hasta el 3% en cada hora y en cada día.

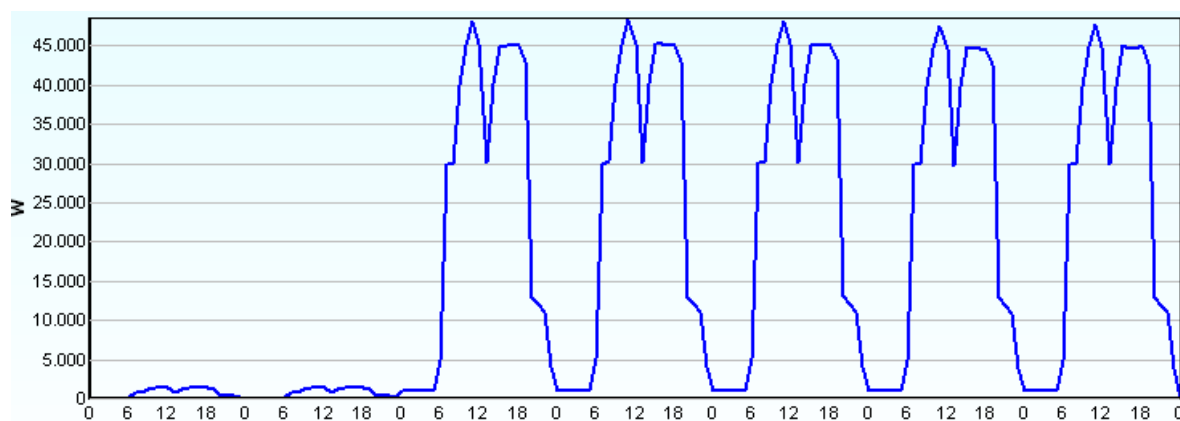


Figura 4.2. Perfil semanal de consumo

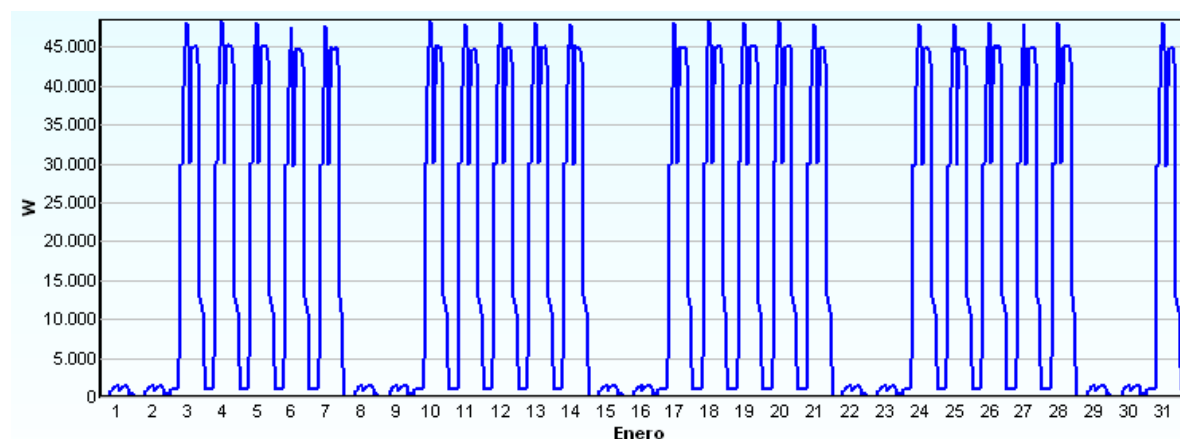


Figura 4.3. Perfil mensual de consumo

En la realidad, existe una componente estacional en el consumo, debida principalmente al empleo de sistemas de calefacción y aire acondicionado (el consumo por iluminación debido a la variación en las horas de sol supone un aspecto mucho menor). El software de simulación no permite aplicar esta componente estacional.

Las cargas no se han supuesto puramente resistivas. El factor de potencia considerado  $\cos \varphi$  es de 0,8.

## 4.2. COMPRA-VENTA DE ENERGÍA A LA RED

Dado que la instalación interactuará con la red de distribución eléctrica, principalmente comprando energía (y en ciertos casos de análisis, vendiendo el excedente) es necesario determinar los precios de compra y de venta de este excedente, así como los factores con los que corregir el precio. Este último aspecto es especialmente relevante, ya que el estudio contempla un periodo de 25 años, y la variación acumulada de los precios es un factor no despreciable.

Dadas las características de la instalación (potencia contratada superior a 15 kW), no es posible acogerse a la Tarifa de Último Recurso. El proceso pasaría por solicitar ofertas a comercializadoras, o bien participar directamente en el mercado eléctrico.

Existe un periodo transitorio desde mediados de 2009 al que pueden acogerse las empresas que aún no hayan firmado un contrato con empresas comercializadoras. Durante este periodo, los clientes con una potencia contratada deben pagar 0,121359 €/kWh en horario llano, pero con incrementos trimestrales del 5% a partir de octubre de 2009, y con un incremento del 20% sobre el acumulado en abril de 2010. El precio de compra considerado en el presente estudio, debido al momento en que se comenzaron las simulaciones, es de **0,133842 €/kWh**, correspondiente a la tarifa en el periodo enero-abril de 2010.

En cuanto al precio de venta, se ha considerado el correspondiente a instalaciones sobre cubierta (es decir, en tejados o demás estructuras ya existentes elevadas sobre el suelo) de más de 20 KW, fijado en el Real Decreto 1578/2008 (0,31 €/kWh), reducido trimestralmente en un 3% en función de los cupos de suministro cubiertos: **0,28 €/kWh**.

La tasa de actualización anual del precio se ha fijado en un **3%**, igual a la inflación prevista para 2010. Aunque este parámetro es importante, y el grado de variabilidad que presenta es muy elevado (no se pueden hacer previsiones a 25 años), su único objetivo es calcular un VAN a 25 años, por lo que a efectos comparativos, es adecuado fijarlo en este valor.

También se han introducido las emisiones de CO<sub>2</sub> que se producen por las fuentes de generación de energía eléctrica convencionales (cada kWh consumido de la red ha sido parcialmente generado por fuentes que emplean combustibles fósiles, u otros combustibles que generan CO<sub>2</sub>). Este valor se ha fijado en **0,39 kg de CO<sub>2</sub> por kWh** (correspondiente al valor medio del sistema eléctrico en 2009).

Las emisiones de dióxido de carbono del sistema eléctrico depende de la estructura de generación en cada momento del día y del año (hay componentes tanto diarias como estacionales). Así, la proporción con respecto al total de energía que generan las centrales nucleares, las centrales térmicas, las centrales de cogeneración, el régimen especial

(energías renovables) etc. varían a cada instante, y se adaptan continuamente a la demanda real sobre la base de una previsión que elabora Red Eléctrica Española (REE), el gestor del sistema eléctrico nacional, y teniendo en cuenta las características de cada tecnología de generación y su tiempo de respuesta característico (no se puede "arrancar" una central nuclear para que empiece a producir electricidad a los pocos segundos, ni una central térmica o de ciclo combinado; sin embargo, las hidroeléctricas tienen un tiempo de respuestas mucho menor).

En la figura 4.4 se muestra la evolución temporal de la estructura de generación en un día del mes de diciembre de 2010. En la figura 4.5 se muestra la demanda diaria en el mismo día que la figura 4.4, junto con la previsión, y el reparto de la generación entre las distintas fuentes de energía para el momento de máximo consumo (hacia las 19:30 h) y el momento de menor consumo (hacia las 4:30 h de la madrugada). Se puede apreciar que la mayor variación se produce en la energía de origen hidráulico, que prácticamente se anula por la noche. Las centrales hidroeléctricas son las que se emplean predominantemente para ajustar la demanda real a la previsión, debido a su pequeño tamaño (para lograr un mejor ajuste) y a su escaso tiempo de reacción. La demanda "de base" o primaria suele cubrirse con las centrales nucleares, térmicas y de ciclo combinado, que son los mayores productores pero que presentan elevadas inercias que impiden que la generación se adapte a la demanda de manera rápida.

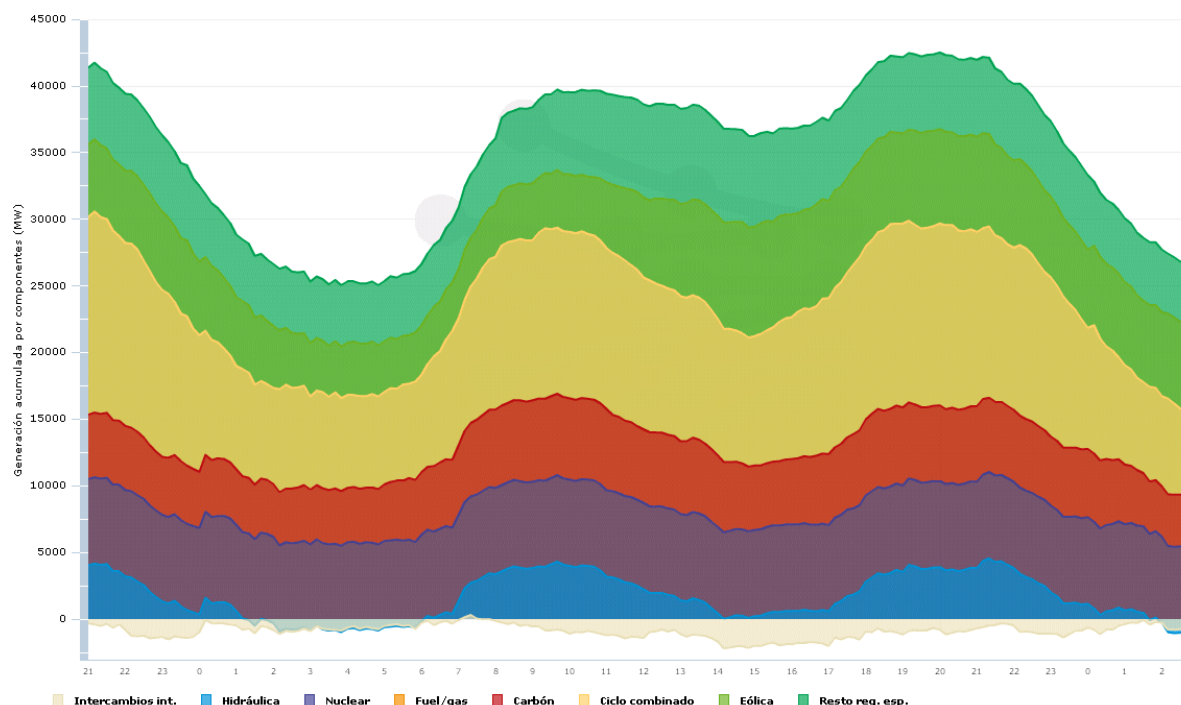


Figura 4.4. Estructura de generación diciembre 2010



En esta figura también se muestra la emisión total de CO<sub>2</sub> en cada momento (t/h), aunque no se incluye el reparto por tipo de energía. Las emisiones totales de CO<sub>2</sub> se publican en la página web de REE desde mediados de 2010.

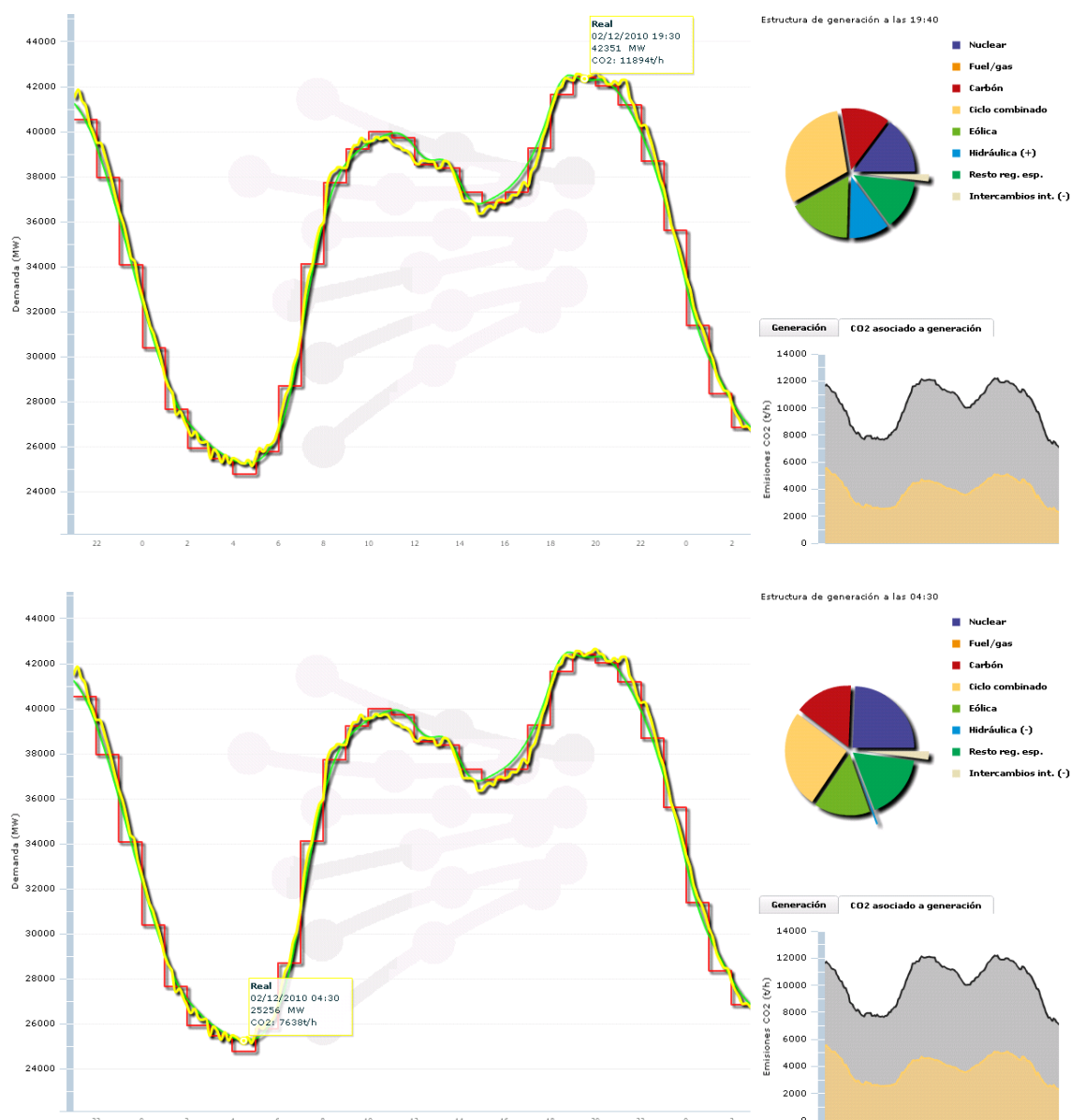


Figura 4.5. Reparto generación en momentos puntos de máximo/mínimo consumo

El valor medio se calcula mediante los factores de emisión, que se recogen en el Plan de Energías Renovables (PER 2005-2010), y que están en concordancia con lo expuesto en la Decisión 2007/589/CE de la Comisión, de 18 de julio de 2007, por la que se establecen directrices para el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero de conformidad con la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo:

- Central Térmica de Carbón: 0,95 Kg CO<sub>2</sub>/kWh
- Central Térmica de Ciclo Combinado de Gas Natural: 0,37 Kg CO<sub>2</sub>/kWh
- Central Térmica de Fuel + Gas: 0,70 Kg CO<sub>2</sub>/kWh
- Hidráulica: 0,0 Kg CO<sub>2</sub>/kWh
- Nuclear: 0,00 Kg CO<sub>2</sub>/kWh
- Eólica: 0,00 Kg CO<sub>2</sub>/kWh
- Resto del Régimen Especial: 0,25 Kg CO<sub>2</sub>/kWh

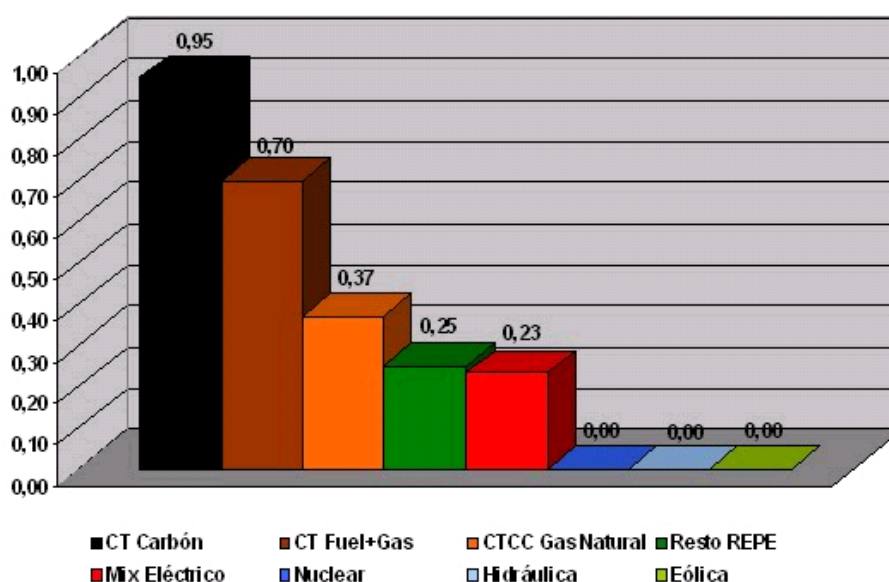


Figura 4.6. Factores de emisión de las distintas tecnologías (kg CO<sub>2</sub> / kWh)

Dentro del apartado “Resto del Régimen Especial”:

- Cogeneración: 58% del total; 0,37 Kg CO<sub>2</sub>/kWh
- Biomasa: 7,0%; 0,00 Kg CO<sub>2</sub>/kWh
- Residuos: 7,6%; 0,24 Kg CO<sub>2</sub>/kWh
- Tratamiento de Residuos: 8,5%; 0,24 Kg CO<sub>2</sub>/kWh
- Hidráulica: 12,8%; 0,00 Kg CO<sub>2</sub>/kWh
- Solar: 6,2%; 0,00 Kg CO<sub>2</sub>/kWh

### 4.3. RECURSO SOLAR

En las siguientes figuras se cuantifica el recurso solar existente en la ubicación elegida (Zaragoza capital, latitud  $41,4^\circ$ ). La insolación anual en Zaragoza es bastante elevada (no llega a cotas tan altas como otras localidades en el sur del país, pero también presenta un índice de días despejados al año muy alto).

Los valores consideradores se corresponden con medidas reales de irradiación (media horaria) sobre una superficie horizontal para todo un año (2008). HOGA también permite simular la irradiación a partir de los valores medios mensuales, mediante distintos modelos estadísticos.

Dado que los paneles se instalarán sobre cubiertas sin sistemas de seguimiento, la inclinación óptima de los mismos para recoger la mayor cantidad de energía solar a lo largo de todo el año coincide aproximadamente con la latitud del lugar. Por lo tanto, se han supuesto inclinados  $41,2^\circ$  con respecto a la horizontal. Del mismo modo, se ha supuesto que no habrá limitaciones arquitectónicas que impidan colocarlos en orientación óptima, esto es, mirando hacia el sur (azimut  $0^\circ$ ).

El programa también permite incluir un factor de corrección por reflectividad del suelo (parte de la energía es aprovechada por los paneles tras rebotar en el suelo, en vez de incidir directamente en su superficie). Se ha escogido un valor típico, que es 0,2.

En las siguientes figuras se representan distintos valores de irradiación (tanto sobre una superficie inclinada  $41^\circ$ , como sobre una superficie horizontal).

La irradiación media diaria sobre superficie horizontal en Zaragoza es de  $4,31 \text{ kWh/m}^2$ . La irradiación media anual también sobre superficie horizontal es de  $1.576,6 \text{ kWh/m}^2$ . Estos mismos valores, para la inclinación considerada en los paneles, son de 5,05 y  $1.843,4 \text{ kWh/m}^2$ .

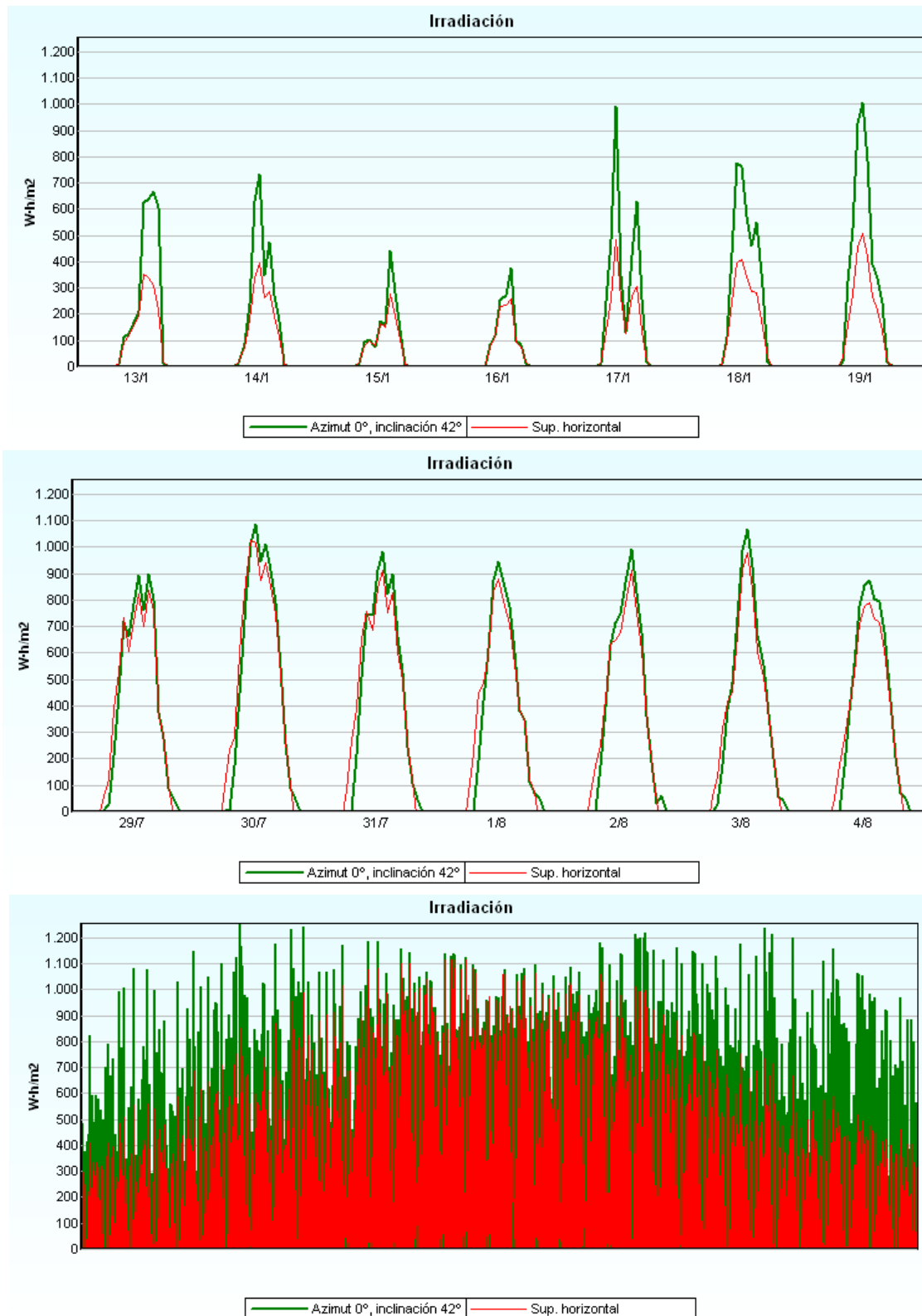


Figura 4.4. Irradiación en Zaragoza (última figura, año completo)

#### 4.4. PARÁMETROS DE SIMULACIÓN ALGORITMOS GENÉTICOS

Se han empleado con carácter general los siguientes parámetros para los algoritmos genéticos, con el objetivo de llegar a un compromiso entre precisión y tiempo de cálculo.

A modo de ejemplo, para el cálculo del sistema híbrido completo mediante el método enumerativo e incluso sin optimizar variables de control necesitaría casi 1.000 días de cálculo en un ordenador potente convencional (casi 3 años). Empleando algoritmos genéticos con los parámetros siguientes, este mismo caso se calcula en 8 días, con una muy alta probabilidad de encontrar soluciones próximas a la óptima:

- Número de generaciones: 20
- Población: mínimo 0.003% del total de combinaciones posibles de elementos
- Tasa de cruce: 90%
- Tasa de mutación: 1%
- Criterio de parada: si no se mejora más de 1% en 5 generaciones consecutivas (para que el programa no siga calculando cuando ya ha entrado en comportamiento asintótico).

#### 4.5. OTROS PARÁMETROS DE SIMULACIÓN

HOGA necesita otra serie de parámetros genéricos que no son objeto de la optimización, y por tanto, deben definirse con anterioridad (o mediante la realización de diversas simulaciones preliminares, a fin de determinar la sensibilidad de las soluciones ante variaciones de estos valores).

Muchos de estos parámetros tienen influencia directa en las soluciones que se obtengan y en el tiempo de cálculo, por lo que se han de determinar con precaución. Para definirlos, se han realizado simulaciones simplificadas (cuyos resultados no se recogen en el presente documento). Se trataría de una especie de optimización por fuerza bruta.

Para algunos de estos parámetros ha sido necesario ir ajustando su valor en función de la arquitectura del sistema que se estuviera estudiando, ya que del análisis de los resultados se deducían limitaciones artificiales impuestas por este parámetro que no permitían considerar todo el espectro de soluciones posibles. Este es el caso del número máximo de paneles en paralelo admisible, que a la postre, determina la potencia máxima del campo fotovoltaico para una tensión del bus DC dada y para un conjunto de modelos de paneles concreto.

Los parámetros que más influyen en la solución y en el tiempo de cálculo son:

- Tensión nominal red DC:** determina el número de paneles y baterías que se pueden colocar en serie. Los valores típicos para instalaciones aisladas son 12, 24 y 48 V. Para instalaciones de conexión a red, este valor presenta gran variabilidad, ya que está condicionado por las características de entrada de los inversores que se empleen. Un valor típico es 400 V. Se ha optado por considerar dos casos: **48 y 400 V**. El primero, para su empleo con inversores sin tecnología MPPT, y el segundo para inversores que sí disponen de esta tecnología.

Se ha optado por 48 V frente a 12 o 24 precisamente porque permite una mayor potencia del campo fotovoltaico para un determinado número máximo de paneles en paralelo, ya que por cada rama, por ejemplo, se pueden colocar en serie 4 paneles de 12 o 2 de 24. Esto da por tanto más versatilidad al diseño, aunque aumenta el tiempo de cálculo. En la figura 4.5 se aprecian las diferencias a favor de la tensión de 48 Vdc en un caso de bajo requerimiento de energía solar. Las diferencias se acrecentan según aumenta el número de paneles.

En el rango superior, se ha optado por 400 V por ser un valor para el que todos los inversores MPPT seleccionados en el análisis son capaces de trabajar en la zona de máxima potencia, y por tanto, optimizar el rendimiento propio y el del campo fotovoltaico.

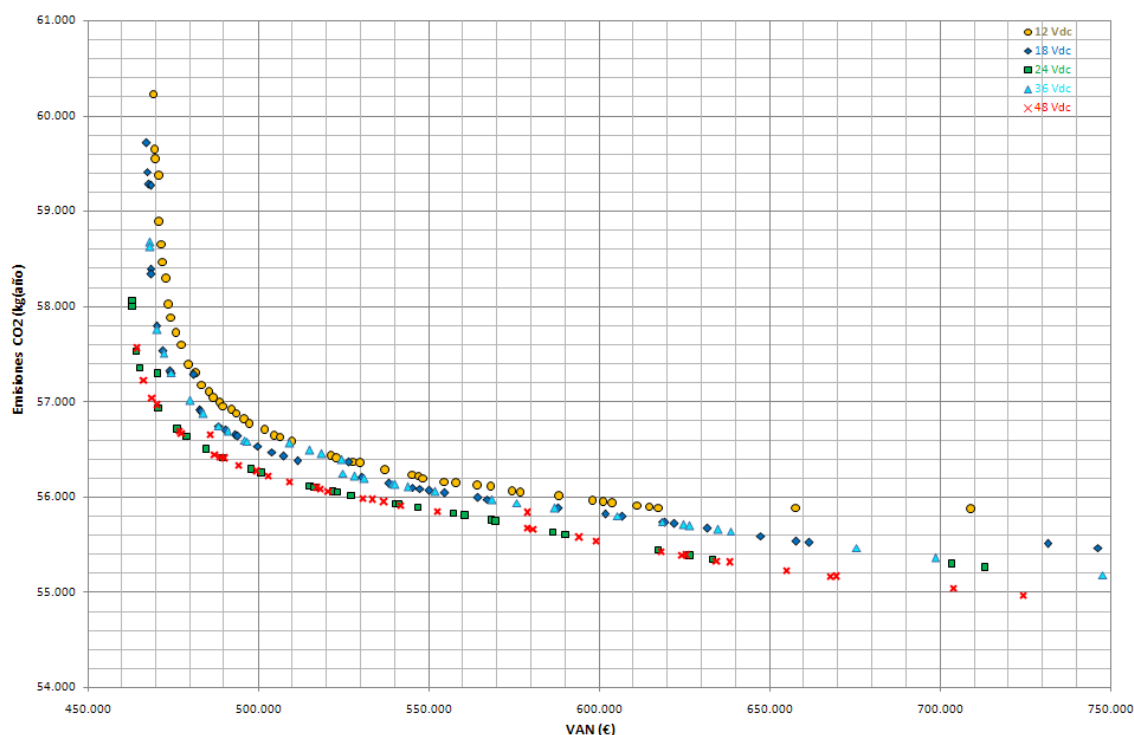


Figura 4.5. Tensión bus DC



- Número mínimo de paneles en paralelo:** el valor empleado en todos los casos previos a la introducción de pilas de combustible y electrolizadores es de **0**. Posteriormente, este número se ha elevado a **200**, ya que del estudio de los resultados se comprobó que no había soluciones no dominadas por debajo de este valor, por lo que considerar configuraciones del campo fotovoltaico con menos de 200 ramas sólo resultaba una pérdida de tiempo de cálculo.
- Número máximo de paneles en paralelo:** el valor empleado inicialmente fue de **200**. Posteriormente, se ha elevado a **500** en aquellos casos en los que alguna de las soluciones dominantes alcanzaba este número máximo, para no limitar el dimensionamiento del sistema. En el caso de los sistemas con electrolizador, ha sido necesario aumentar el número para disponer de energía suficiente para alimentar al electrolizador (su consumo es muy elevado).

Tal y como se puede apreciar, salvo que el número de paneles sea muy reducido (inferior a 200), apenas hay diferencias en el conjunto de soluciones. Las diferencias importantes sólo se aprecian en el caso del sistema con electrolizador y pila de combustible, tal y como se describirá en el apartado correspondiente.

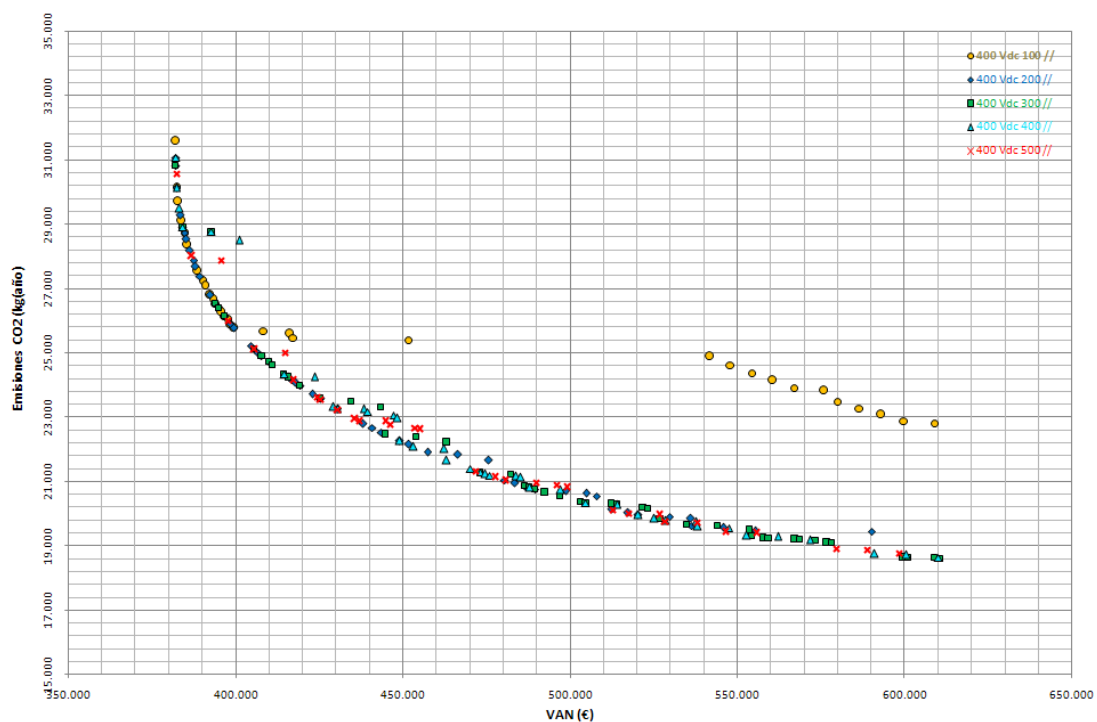


Figura 4.6. Nº máximo de paneles en paralelo (400 Vdc paneles e inversor MPTT)

- **Número mínimo de baterías en paralelo:** el valor empleado en todos los casos previos a la introducción de pilas de combustible y electrolizadores es de **0**.
- **Número máximo de baterías en paralelo:** el valor empleado en todos los casos es de **500**.
- **Factor de seguridad paneles:** este parámetro tiene como objetivo tener en consideración diversos aspectos que reducen el rendimiento o la potencia que pueden suministrar los paneles, por suciedad, sombras, errores en el posicionamiento etc. El valor habitual es **1,2**.
- **Parámetros económicos:**
  - Intereses de mercado (precio del dinero): 4%
  - Inflación general: 3%
  - Tiempo de estudio: 25 años

#### 4.6. COSTES INDIRECTOS

HOGA permite tener en consideración, de manera simplificada, una serie de costes indirectos distintos de los de los componentes (que típicamente son coste de adquisición, y coste de operación y mantenimiento).

Estos costes, sobre todo en instalaciones de gran tamaño, no son despreciables en absoluto. Los que mayor peso tienen son la instalación de los paneles (soportes y mano de obra, incluyendo obra civil si fueran necesaria cimentaciones o canaletas) y el cableado y conexionado eléctrico (cuadros, protecciones, armarios, casetas etc.).

En el programa se tienen en cuenta estos gastos como un porcentaje del coste total. Es habitual situar este parámetro en un **2% del coste total**.

## 5. CASOS DE ESTUDIO

### 5.1. CASO 0. INSTALACIÓN CONECTADA A RED

Este es el caso de referencia. Correspondería con la situación de partida de la instalación, en la que toda la energía procede de la compra a la red eléctrica, a precio de mayorista.

Los principales resultados a evaluar en este caso son los costes totales ocasionados por la compra de energía eléctrica a la red durante los 25 años del estudio, y la cantidad de CO<sub>2</sub> que se emite en la generación eléctrica convencional (centrales nucleares, térmicas, de ciclo combinado, hidroeléctricas etc.). Este valor se estima en 0,4 kg CO<sub>2</sub>/kWh, y ya tiene en cuenta la cada vez más importante aportación al conjunto de la generación de las fuentes de energía renovables.

Los resultados de la simulación, que en este caso simplemente consiste en acumular el consumo y multiplicar por el precio del kWh (actualizado según corresponde con las tasas de inflación previstas), son:

VAN (€)	Emisiones CO <sub>2</sub> (kg/año)	E.comprada (kWh/año)
466.737	61.718	154.295

Tabla 5.1. Resultados caso 0 (conexión a red)

### 5.2. CASO 1. ENERGÍA FOTOVOLTAICA

#### 5.2.1. Caso 1.0. Paneles fotovoltaicos e inversores



Figura 5.1.- Esquema del caso 1.0 (fotovoltaico)

### 5.2.1.1. Red DC a 48 V

En este caso de estudio, se analiza la posibilidad de incluir en el sistema una fuente de generación de energía fotovoltaica sin sistema de acumulación. Es decir: sólo se compra a la red la energía que en cada momento no pueden proporcionar los paneles fotovoltaicos y el inversor. Resulta claro, sin estudio alguno, que esta solución no puede ser óptima, ya que se está desaprovechando gran parte de la energía generada (por ejemplo, en el bache de consumo que se produce a medio día, o durante los fines de semana).

En esta simulación únicamente se han introducido inicialmente inversores con tensión de entrada **48 Vdc** (igual a la tensión supuesta en el lado de continua del sistema), lo que limita en la práctica la potencia máxima del inversor a 6 kVA. En la siguiente figura se muestran las diferentes soluciones encontradas (en este caso, debido a los pocos elementos existentes, se ha optado por emplear el método enumerativo en vez de la solución por algoritmos genéticos; es decir, se han analizado una a una todas las posibles combinaciones de elementos). También se muestra, a modo de referencia, el caso de partida.

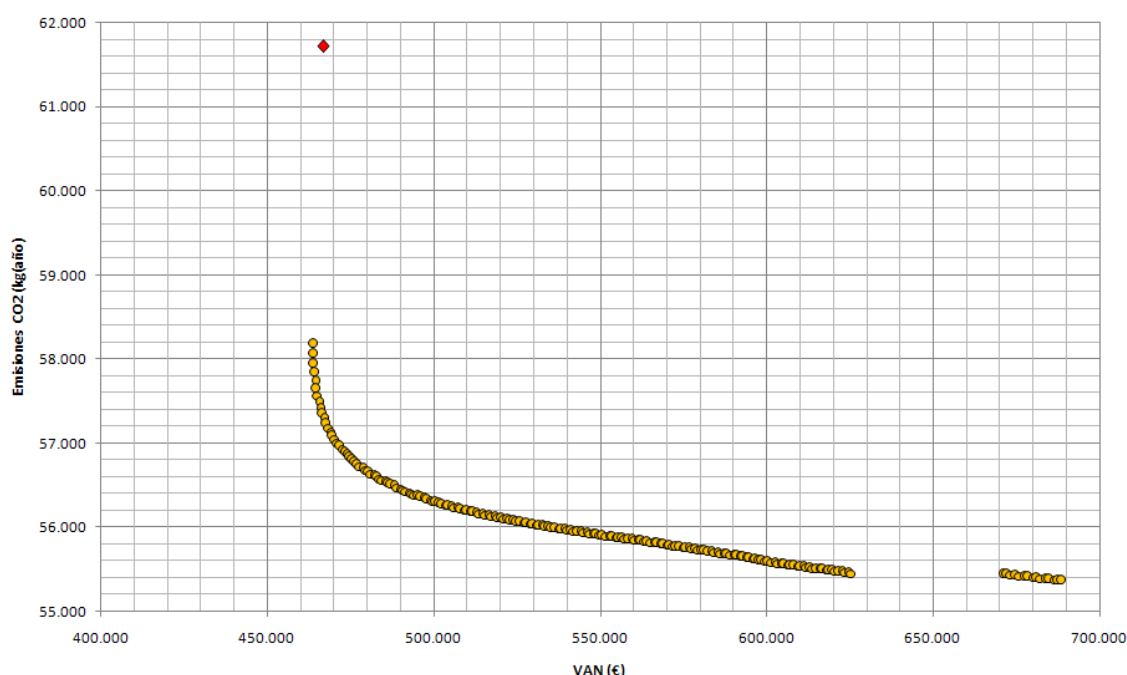


Figura 5.2.- Soluciones del caso 1.0 (48 Vdc)

Tal y como se puede apreciar, todas y cada una de las soluciones encontradas rebajan las emisiones de CO<sub>2</sub>, y gran parte de ellas, con un coste a largo plazo inferior. A continuación se muestran 3 soluciones: la que minimiza el VAN, la que igual el coste al caso de referencia, y la que minimiza las emisiones.

VAN (€)	CO <sub>2</sub> (kg/año)	Paneles			Inversor (kVA)	Inversión inicial (€)
		Máx //	nº	Pot.(Wp)		
464.095	57.563	24	48	11,04	6	17.872
466.375	57.233	29	58	13,34	6	21.013
724.204	54.979	317	634	145,82	6	201.969

Tabla 5.2. Resultados del caso 1.0 (48 Vdc)

Como en toda simulación multi-objetivo, se ha de llegar a un compromiso entre aumento en costes y reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, y más en este caso, en el que se trata de una instalación industrial, es decir, eminentemente comercial, y cuyo principal objetivo es ganar dinero.

Para dar una idea cualitativa en cuanto a las emisiones, los vehículos automóviles modernos (inyección electrónica, catalizador, gestión eficiente de la conducción etc.), tienen unas emisiones del orden de 150 gr por km recorrido. Los coches con tecnología híbrida (por ejemplo, Toyota Prius), arrojan 89 gr por kilómetro. Un turismo compacto de gasolina (por ejemplo, Seat Ibiza 1.4), del orden de 140 (las versiones diesel, del orden de 110). Y berlinas medias / de alta gama (por ejemplo, BMW 525), del orden de 200 gr/kg. Seleccionando el valor medio, y para un kilometraje anual estimado de 10.000 km, se obtienen 1.500 kg anuales.

Por lo tanto, y en el ejemplo anterior, por el mero hecho de emplear esta instalación (que posiblemente no sea la óptima), se reducirían las emisiones como si se retiraran 3 coches (de tecnología moderna) de la circulación, manteniendo el coste.

La principal diferencia con respecto al caso de partida es el valor de la inversión inicial necesaria, que en este caso asciende a 20.000 € aproximadamente (compra e instalación de paneles e inversor). Pero aún así, a largo plazo, la inversión es rentable.

En la figura 5.3 se muestra el resultado de la simulación, con la configuración de paneles que iguala al caso de referencia, anteriormente indicada, para un día del mes de enero. Tal y como se puede apreciar, para este mes, debido a la baja irradiación, los paneles no llegan a cubrir la máxima potencia del inversor. No tiene sentido por tanto aumentar el número de paneles, siendo preferible comprar la energía a la red. Ahora bien, ¿qué ocurre en épocas del año en las que la irradiación es mayor. Los resultados se muestran en la figura 5.4.

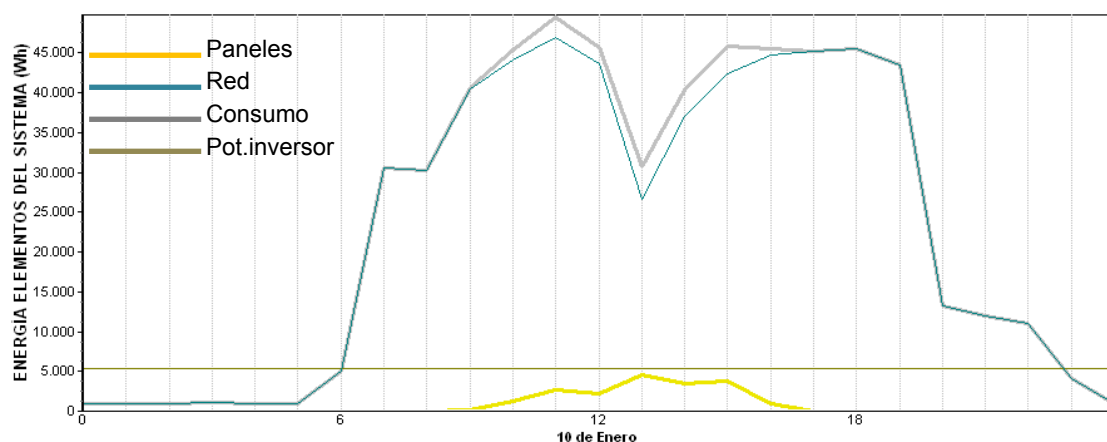


Figura 5.3. Resultado simulación caso 1.0 (48 Vdc) 24 h en enero

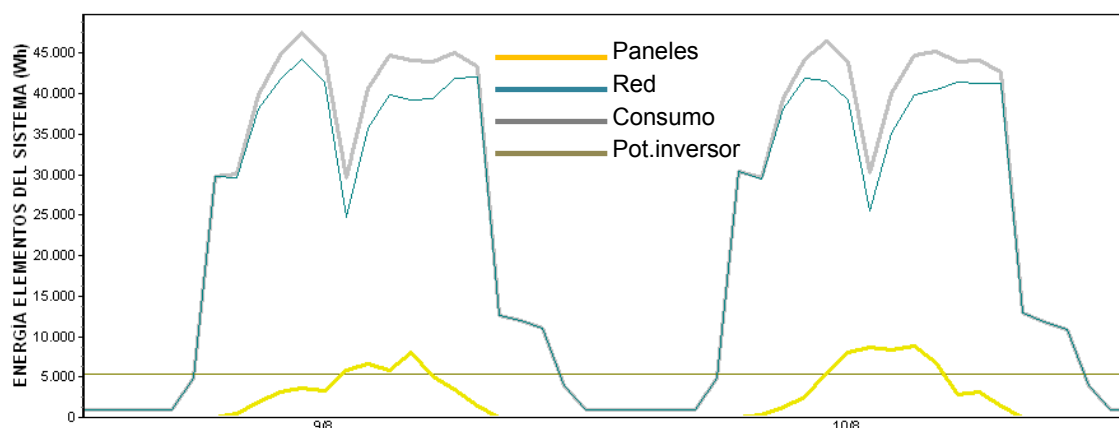


Figura 5.4. Resultado simulación caso 1.0 (48 Vdc) 48 h en agosto

### 5.2.1.2. Red DC a 400 V

En este caso, sí llega a cubrirse la máxima potencia del inversor, pero también se está generando energía que no es posible emplear. Podrían emplearse convertidores de 48 Vdc en paralelo para ganar capacidad “solar”, pero en este caso, resulta más interesante emplear **inversores de mayor potencia con tecnología MPPT** (de manera que se pueden llegar a tensiones de entrada en el lado DC de hasta 800 V).

Todos los inversores MPPT seleccionados admiten una tensión de entrada de 400 Vdc, por lo que esta es la tensión de red elegida para la siguiente simulación. Esta es la única configuración del bus DC que permitiría el empleo del único panel de película delgada introducido en la base de datos, con una tensión nominal de 100 V y una potencia de 370 Wp, cuya relación €/Wp es la mejor de todos los paneles introducidos en el software de simulación. Se comprueba que todas las soluciones dominantes emplean este panel.



Con el objetivo de analizar el efecto del panel de película delgada introducido en la base de datos de HOGA en el conjunto de soluciones obtenido, se ha repetido la simulación eliminando este panel de la base de datos, sin variar ningún otro parámetro. Los resultados de ambas simulaciones se muestran en la figura 5.5.

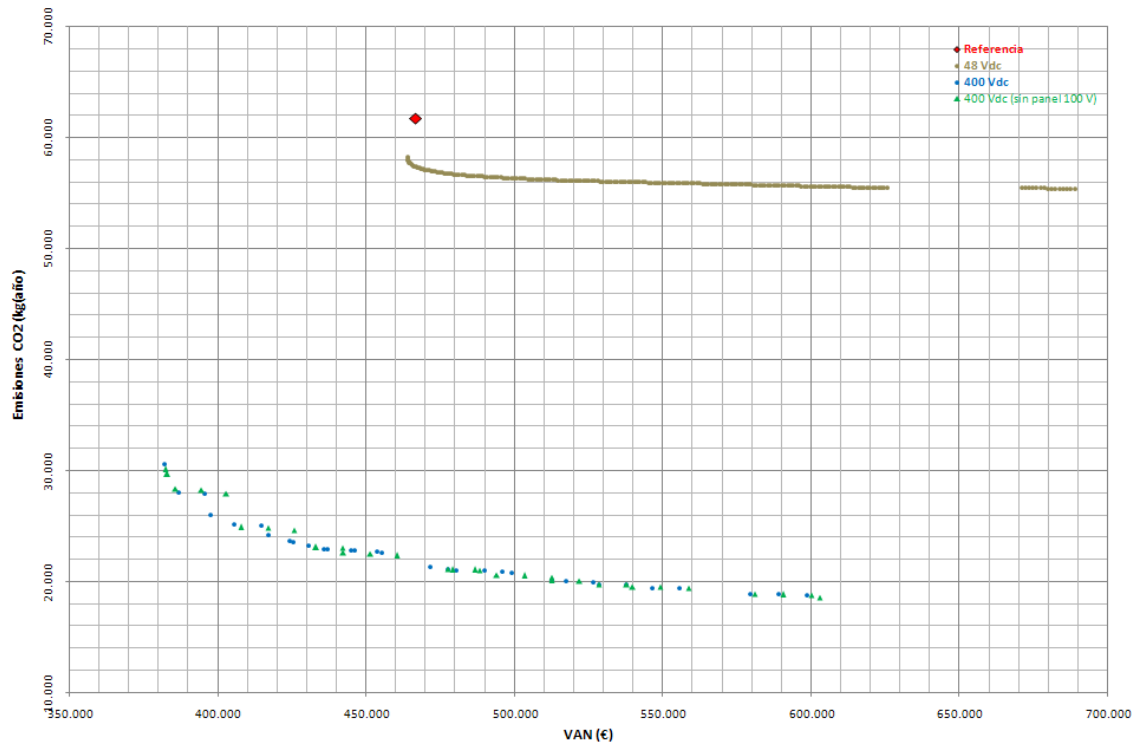


Figura 5.5.- Soluciones caso 1.0 (48 y 400 Vdc)

Tal y como se puede apreciar, el aumento en la tensión DC mejora sustancialmente los resultados, al permitir emplear inversores de mayor potencia y aprovechar la energía solar mejor por un lado, y por otro, al aumentar las combinaciones posibles de paneles (es posible seriar paneles hasta llegar a una tensión de 400 Vdc, mientras que en el caso anterior sólo se podía llegar a 48 Vdc). Además, no hay diferencias relevantes entre considerar o no el panel de 100 V (en ciertos rangos sí se obtienen mejores soluciones en el sistema que permite su empleo).

En la siguiente tabla se reflejan varias soluciones de la simulación que tiene en cuenta todos los paneles: la que minimiza las emisiones de CO<sub>2</sub>, la que igual el coste del caso de referencia, y la que logra un coste menor:

VAN (€)	CO <sub>2</sub> (kg/año)	Paneles			Inversor (kVA)	Inversión inicial (€)
		Máx //	nº	Pot.(kWp)		
382.117	30.588	70	280	103,6	60	131.199
471.651	21.341	156	624	230,88	60	274.980
598.359	18.783	224	896	331,52	60	392.438

Tabla 5.3. Resultados del caso 1.0 (400 Vdc)

El detalle de los resultados de la simulación, para el caso análogo al de referencia, tanto en un mes de baja irradiación como en un mes con alta irradiación, se muestra en las figuras siguientes (5.6 y 5.7):

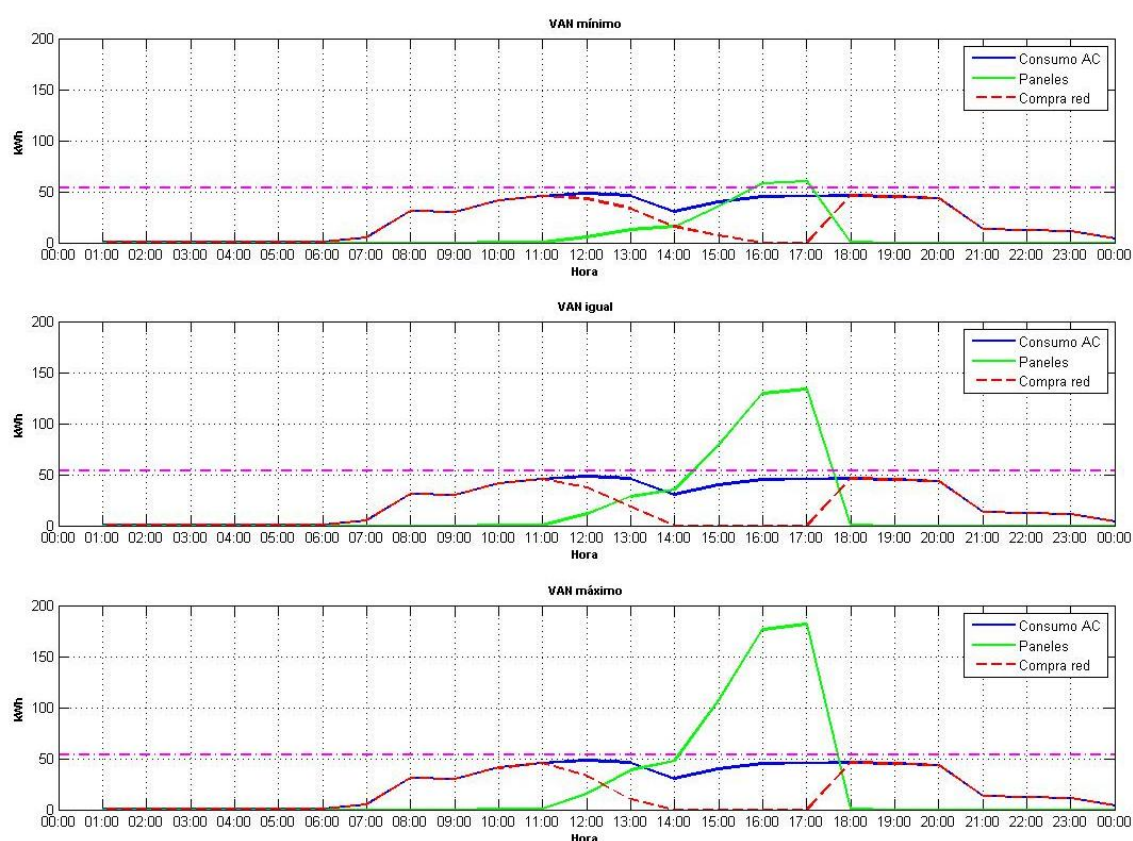


Figura 5.6.- Resultado simulación caso 1.0 (400 Vdc) 24 h en enero

Tal y como se puede apreciar, incluso en el día con menos irradiación, hay gran cantidad de energía generada por los paneles que no se está aprovechando, ya que es mucho mayor que el consumo. Es más: el inversor tampoco es capaz de evacuar toda la potencia generada.

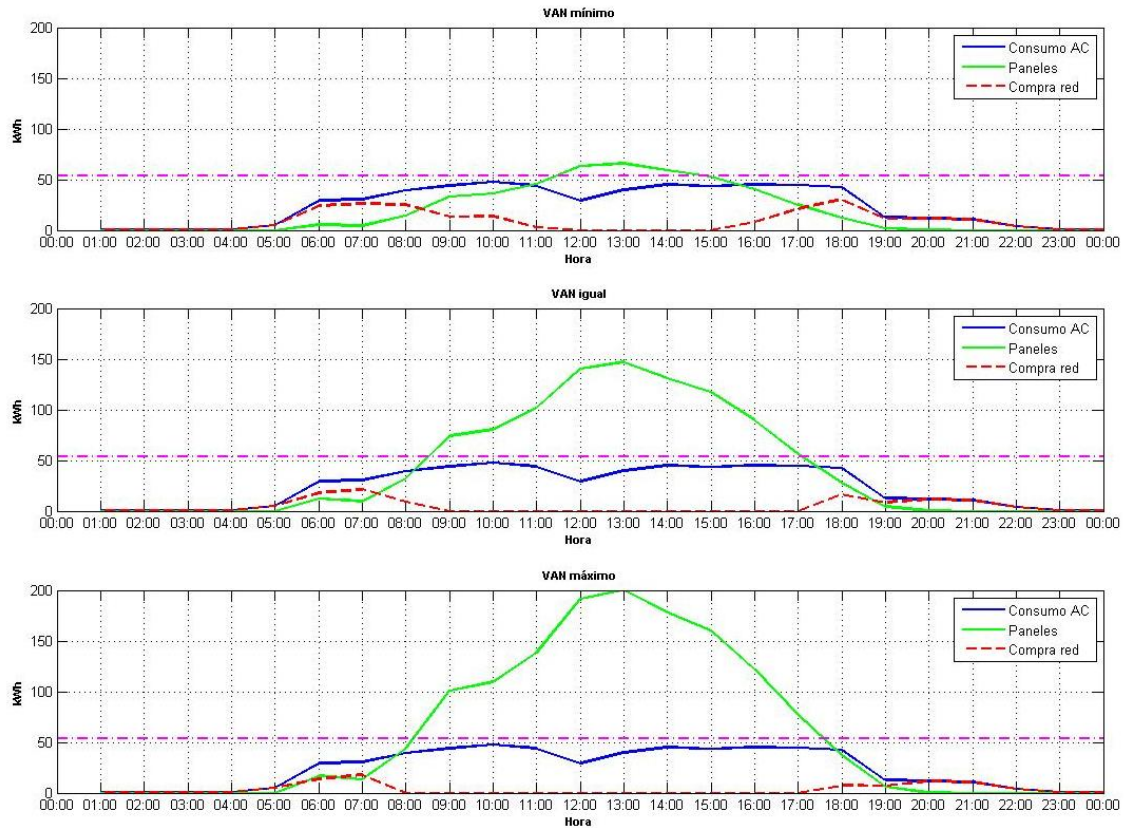


Figura 5.7.- Resultado simulación caso 1.0 (400 Vdc) 24 h en agosto

Analizando la configuración de VAN mínimo, que es la menos sobre-dimensionada, y tal y como se puede apreciar en las siguientes figuras, los principales costes provienen de la instalación fotovoltaica. Además, la energía fotovoltaica producida y no aprovechada es más del doble del consumo.

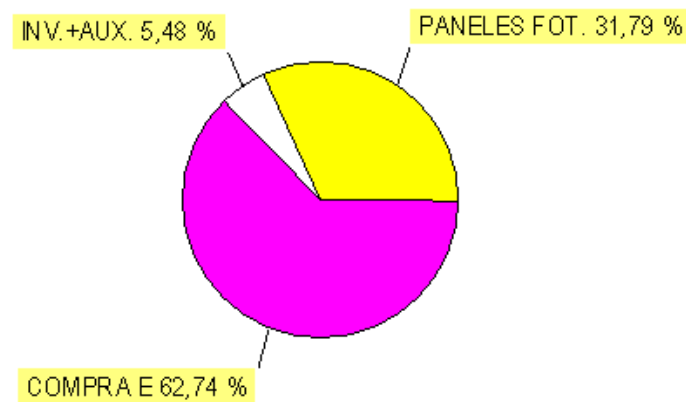


Figura 5.8. Reparto de costes caso 1.0 (400 Vdc) VAN mínimo

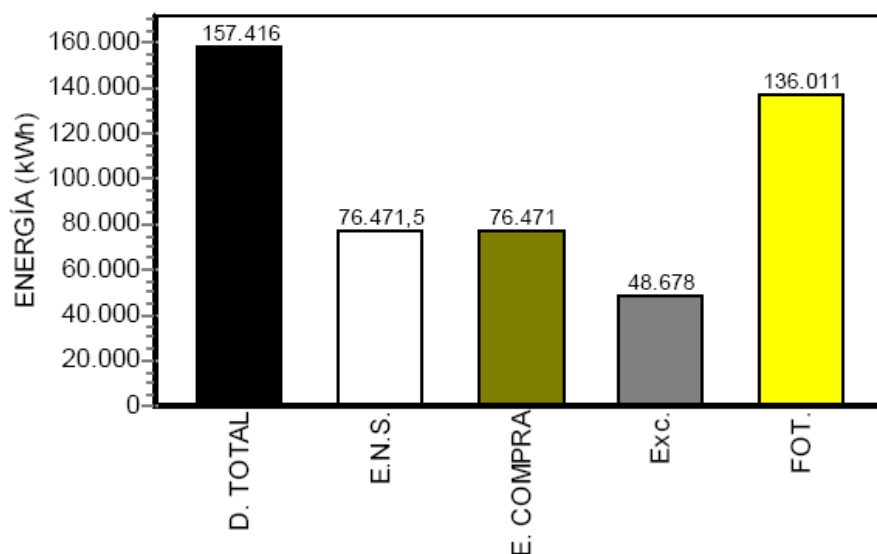


Figura 5.9. Balance de energía caso 1.0 (400 Vdc) VAN mínimo

Aunque se genera, a nivel anual, suficiente energía para cubrir la demanda, es necesario comprar energía a la red, ya que no coinciden en el tiempo generación y consumo. Para solucionar esta situación, bien se podría vender ese excedente de energía a la red, o bien se podría emplear en la carga de baterías.

### 5.2.1.3. Red DC a 400 V con venta de energía en exceso

Se analiza a continuación una situación en la que, partiendo de la última configuración analizada, se permite además la **venta a la red**, suponiendo un precio de venta de 0,28 €/kWh (tarifa vigente en 2010 para instalaciones en cubierta). Se han eliminado del cálculo los inversores de menor potencia (inferior a 30 kVA), ya que parece claro que no serán seleccionados, ya que la solución óptima pasará por emplear un inversor que sea capaz de inyectar en la red la mayor cantidad de energía posible.

En este caso únicamente, y a título ilustrativo, se incluye en un primer gráfico (figura 5.10) todas las soluciones, incluso las dominadas por otras (es decir, aquellas soluciones que el software normalmente descarta porque encuentra otras mejores tanto en VAN como en CO<sub>2</sub>, y que por tanto no tiene sentido retener para posterior análisis). Se pueden encontrar muchas soluciones con VAN muy inferior al del caso de referencia y con muchas menos emisiones, como por ejemplo:

VAN (€)	CO <sub>2</sub> (kg/año)	Paneles			Inversor (kVA)	Inversión inicial (€)
		Máx //	nº	Pot.(kWp)		
56.981	16.179	150	2.550	586,5	100	821.274
456.807	28.248	52	884	203,32	35	284.843

Tabla 5.4. Resultado caso 1.0 (400 Vdc venta a red)

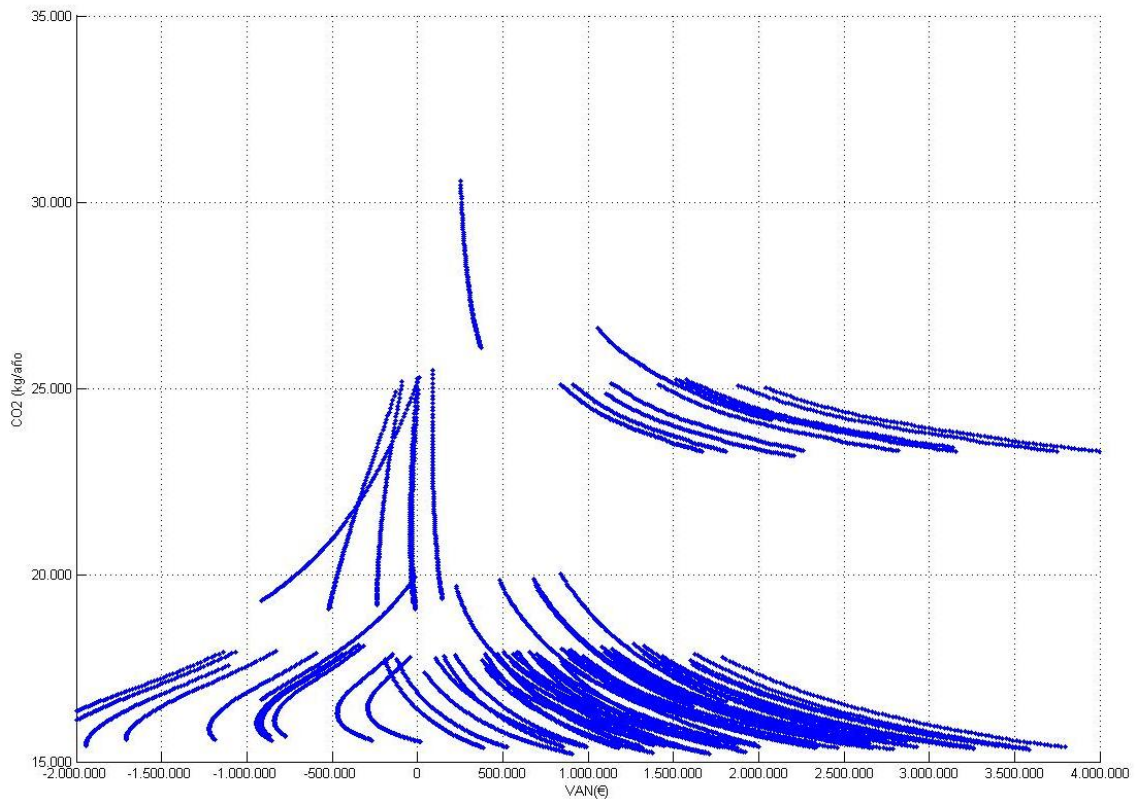


Figura 5.10. Conjunto de soluciones caso 1.0 (400 Vdc con venta a red)

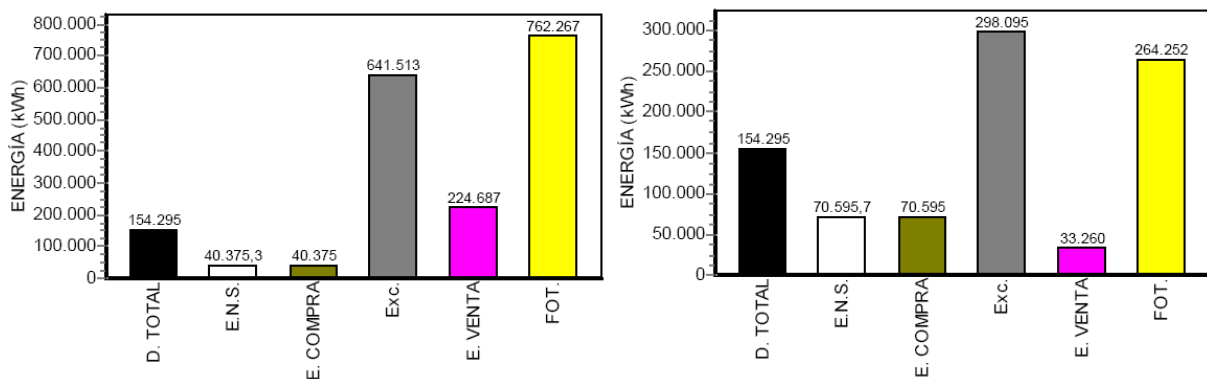


Figura 5.11. Balance de energía caso 1.0 (400 Vdc venta a red) tabla 5.4

Tal y como se puede apreciar, hay energía que no se emplea ni se puede vender a la red. Esto es debido a la limitación en la potencia del inversor seleccionado para estos casos.



El denominador común en todas estas soluciones es suplir el elevado coste de la inversión inicial (grupo fotovoltaico muy sobredimensionado) vendiendo gran cantidad de energía a la red. No obstante, estas soluciones no pasan de ser curiosidades “matemáticas”, que no tienen cabida en la realidad, ya que el objetivo de una instalación así no sería satisfacer el consumo propio, sino convertirse en productor de energía. Y es que el precio del kWh vertido a la red empleado da lugar a este tipo de soluciones (vender energía comprada a 0,134 €/kWh a 0,28 €/kWh). A continuación de muestran algunas soluciones en condiciones “realistas”, es decir, aquellas que sólo venden a red el excedente de energía procedente de las fuentes de energía renovables.

VAN (€)	CO <sub>2</sub> (kg/año)	Paneles			Inversor (kVA)	Inversión inicial (€)
		Máx //	nº	Pot.(kWp)		
132.507	22.432	49	833	191,59	60	279.426
143.287	14.806	330	11.220	2.356,2	300	3.826.092

Tabla 5.5. Resultado caso 1.0 (400 Vdc venta a red)

En estas dos soluciones hay casos extremos: el primero se corresponde con una instalación dimensionada dentro de la media, y que logra un VAN muy bajo gracias a la venta del excedente de energía (que viene a ser del orden de la demanda de las cargas). Es decir, la instalación está dimensionada para producir en exceso, a sabiendas de que podrá venderla a la red.

El segundo caso está sobre-dimensionado en extremo, y basa su funcionamiento en vender grandes cantidades de energía a la red. La energía en exceso que produce el campo fotovoltaico es un orden de magnitud superior al consumo de las cargas. Y la energía vendida a la red es del orden de 5 veces el consumo. La inversión inicial también es muy elevada, y necesita de unos ingresos por venta a red igualmente elevados para compensar en el largo plazo. En las siguientes figuras se aprecia esta situación.

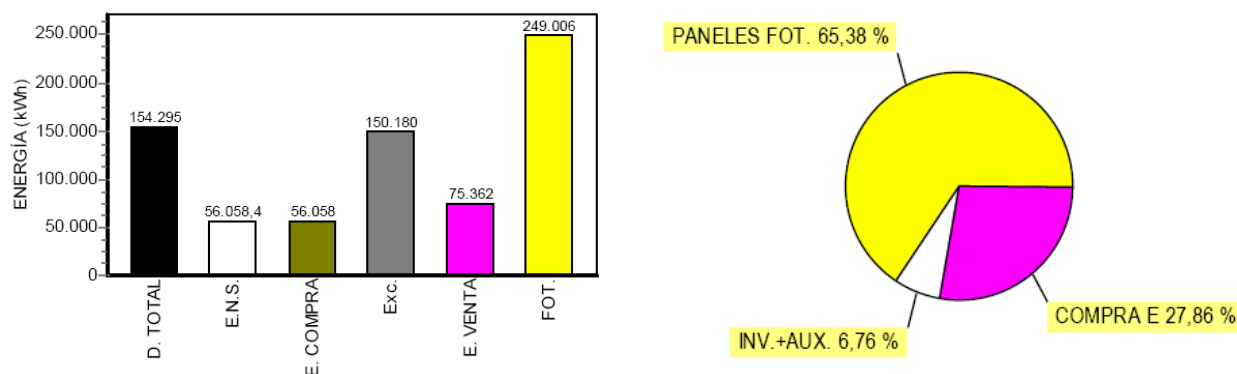


Figura 5.12. Balance de energía/reparto de costes solución caso 1.0 (400 Vdc venta a red) I



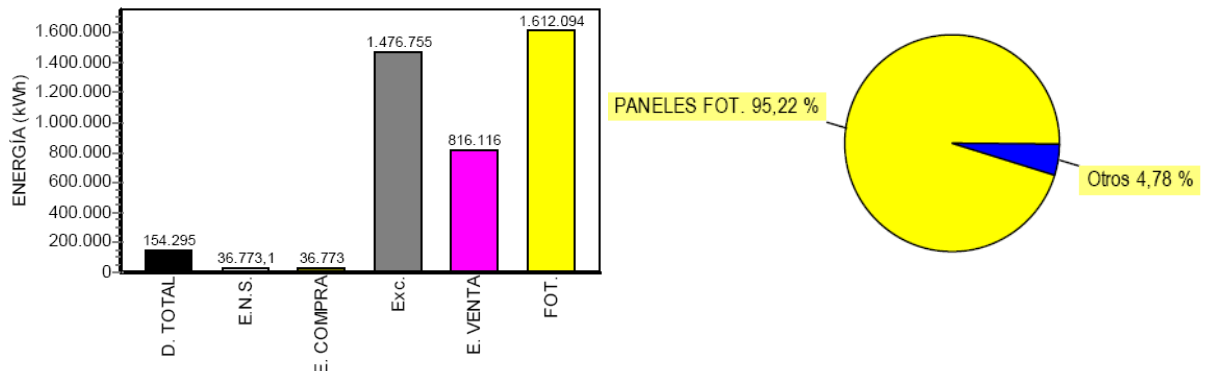


Figura 5.13. Balance de energía/reparto de costes solución caso 1.0 (400 Vdc venta a red) II

En la siguiente figura se muestra el resultado de la simulación en 24 h en un día de gran irradiación de un sistema sobredimensionado con el objetivo de vender energía a la red: durante todas las horas centrales se produce energía en exceso (casi el doble de la necesaria), por lo que, además de no ser necesario comprar, se obtiene beneficio del excedente.

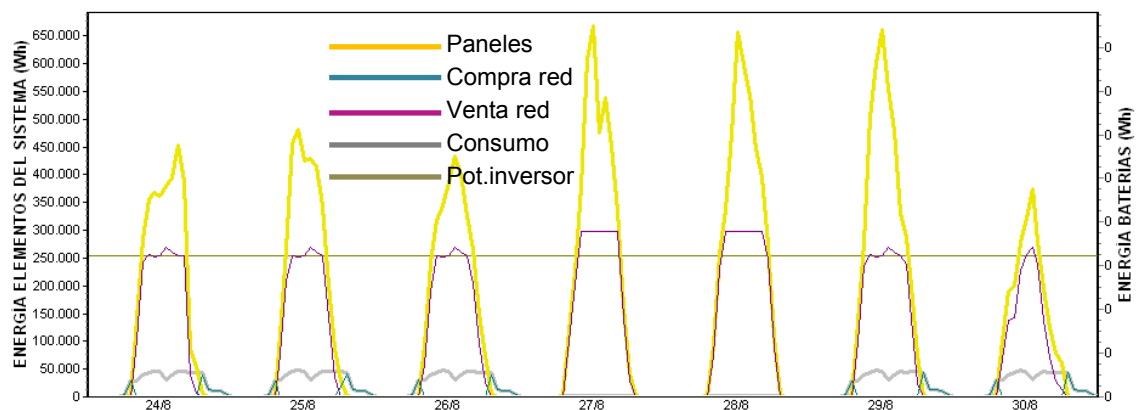


Figura 5.14. Simulación caso 1.0 (400 Vdc venta a red) en agosto

La principal conclusión de este caso 1.0 es que la configuración de 48 Vdc en este tipo de instalación no resulta la más rentable (aunque desde luego es preferible al caso de referencia), siendo más interesante emplear inversores que permitan trabajar a tensiones elevadas en el lado de continua (por ejemplo, los 400 Vdc indicados), logrando así reducciones tanto en coste como en emisiones.

Del mismo modo, la venta a red de la energía excedente siempre es un recurso interesante, por no decir necesario, si no hay otros medios de almacenar la energía en aquellos momentos en los que no hay consumo suficiente. No obstante, se ha de tener cuidado para no sobredimensionar el campo fotovoltaico y pervertir el objetivo de la instalación, que no debe ser producir energía.

### 5.2.2. Caso 1.1. Paneles, inversor y baterías

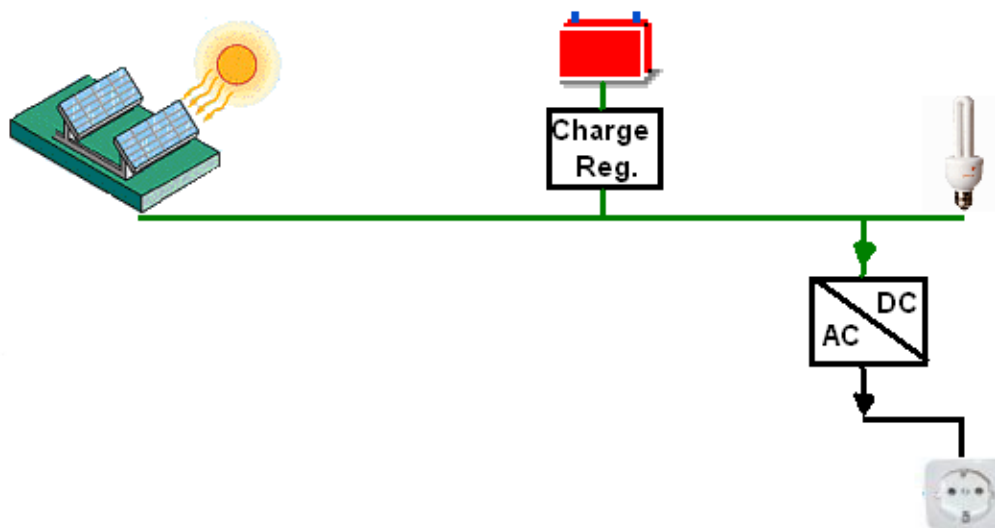


Figura 5.15.- Esquema del caso 1.1 (fotovoltaico con baterías)

#### 5.2.2.1. Red DC a 48 V

En este caso de estudio, se analiza la posibilidad de incluir un sistema de acumulación basado en baterías. Se emplean inversores con tensión de entrada **48 Vdc** (igual a la tensión supuesta en el lado de continua del sistema), lo que limita en la práctica la potencia máxima del inversor a 6 kVA. Los reguladores de carga seleccionados son igualmente aptos para esta tensión de alimentación.

En la figura 5.16 se muestran las diferentes soluciones encontradas. Ya no es posible emplear el método enumerativo y obtener un tiempo de simulación razonable. Incluso con la aplicación de algoritmos genéticos, y minimizando el número de generaciones y la población, se obtienen plazos de cálculo superiores a 19 h. Los resultados detallados de la solución que minimiza el VAN, la que minimiza las emisiones de CO<sub>2</sub>, y la que se considera óptima para este caso (la cuarta, a partir de la cual el comportamiento es asintótico, necesitándose importantes aumentos del VAN para lograr muy escasas reducciones de CO<sub>2</sub>) se muestran en la tabla 5.7. La opción que minimiza el VAN no emplea ninguna batería, y escasa potencia fotovoltaica.

VAN (€)	CO <sub>2</sub> (kg/año)	Paneles			Baterías			Inversor (kVA)	Regulador (A)	Inversión inicial (€)
		Máx //	nº	P (kWp)	Máx //	nº	C(Ah)			
465.803	58.953	13	26	5,98	0	0	0	6	0	10.960
467.622	58.693	14	28	6,44	4	8	2.024	6	150,5	12.984
727.791	58.210	14	28	7,7	134	536	135.608	6	150,3	201.794

Tabla 5.7. Resultados caso 1.1 (48 Vdc)

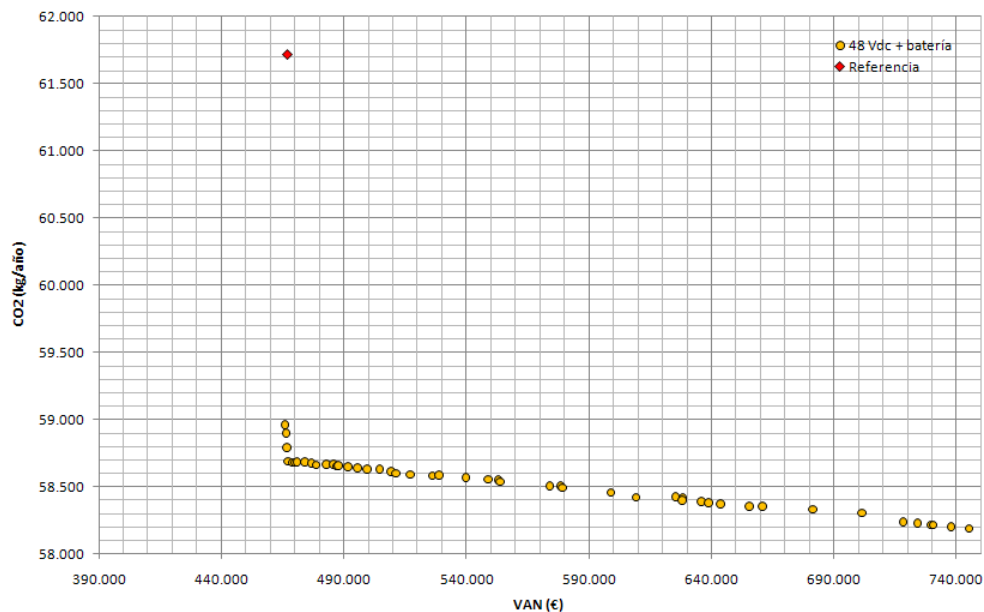


Figura 5.16.- Soluciones caso 1.1 (48 Vdc)

La solución que minimiza las emisiones de CO<sub>2</sub> es peculiar: al analizar la energía ciclada por las baterías, se observa que se descarga 4 veces más energía de la que se carga. Esto es debido a que la capacidad de almacenamiento del banco de baterías es enorme, y el programa se ha configurado para que suponga que, al inicio de la simulación, el banco de baterías está cargado al 100%. La diferencia entre la energía cargada y la descargada a lo largo del año es precisamente el valor energía inicial.

Los resultados agregados de la solución considerada óptima se muestran en la figura 5.17. Consultados los resultados detallados de la simulación se aprecia que paneles y baterías apenas intervienen. La energía generada por los paneles (3% del consumo) y la ciclada por las baterías (0,15%) es casi despreciable.

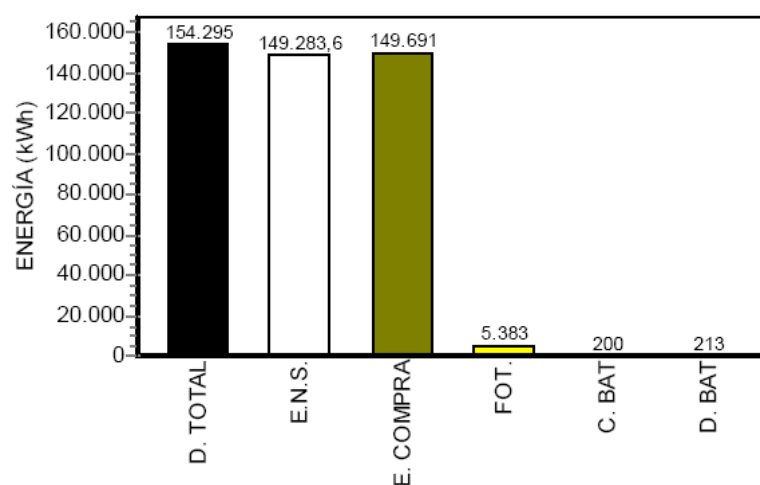


Figura 5.17.- Balance de energía solución caso 1.1 (48 Vdc)

### 5.2.2.2. Red DC a 48 V con inversores en paralelo

Aumentar la tensión del bus DC en esta configuración es un poco más complicado. No es posible emplear directamente los inversores del caso 1.0, ya que estos sólo trabajan bien conectados directamente al campo fotovoltaico. Además, los reguladores de carga MPPT, que son los que mayor tensión de entrada soportan (hasta 150 V, frente a los 48 de los habituales), deben ir conectados a los paneles por un lado, y a las baterías por otro. De manera que la tensión de salida de las baterías, y por tanto la de entrada al inversor, seguirá siendo la estándar (12/24/48 V, según el caso).

Técnicamente hay varias soluciones posibles: emplear transformadores sin seguimiento del punto de máxima potencia para bajar la tensión a la admisible por los reguladores de carga estándar, conectar varios reguladores MPPT en paralelo, cada uno de los cuales gestionará la energía procedente de parte del campo y cargará parte del banco de baterías en combinación con un inversor adecuado sin tecnología MPPT etc. No obstante, todas estas configuraciones no están contempladas por el software de simulación.

Aunque el software tampoco contempla de manera explícita el empleo de más de un inversor, es posible recrear esta situación introduciendo en la base de datos de elementos inversores “virtuales” cuyos valores de coste de adquisición y potencia nominal sean múltiplos enteros de los ya existentes; se mantiene la tensión nominal. Esto sería equivalente a disponer **inversores en paralelo**, dando así mayor capacidad al sistema para emplear energía de origen renovable. Se ha cubierto el mismo rango que con los inversores MPPT considerados en casos anteriores. En la figura 5.18 se ilustra la topología del sistema, aunque se incluyen elementos que serán objeto de estudio en apartados posteriores.

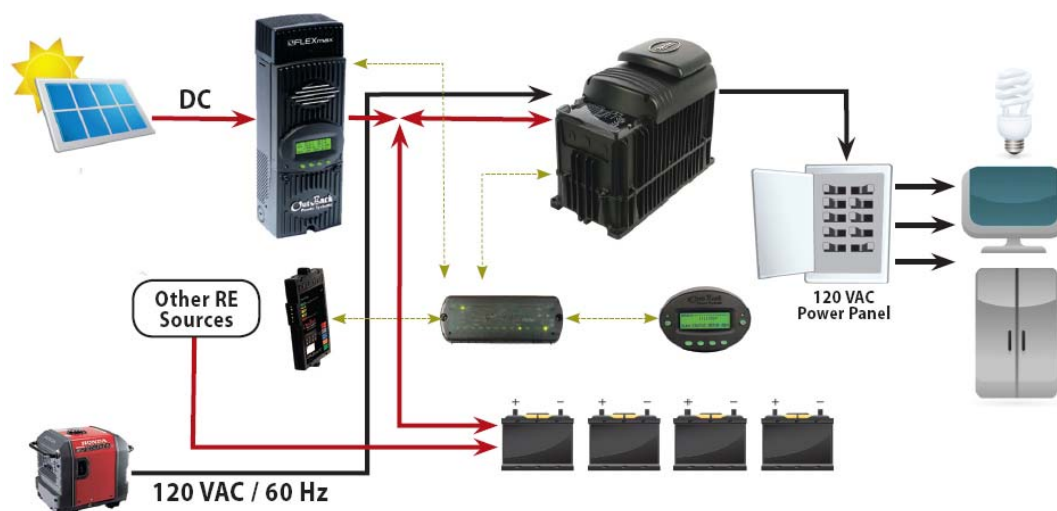


Figura 5.18.- Esquema de la solución técnica

Básicamente, los paneles se conectan al regulador de carga, que o bien puede cargar las baterías, o “dejar pasar” la energía al inversor (a la misma tensión), que se encargará de demandar el consumo. Otras fuentes de energía renovables se pueden conectar al bus DC para cargar las baterías (o bien para alimentar directamente al inversor). Y por último, el grupo electrógeno puede conectarse directamente al inversor si fuera necesario.

En la figura 5.19 se muestra el conjunto de soluciones encontradas. En la tabla 5.8 se muestran los resultados para las soluciones representativas de este caso:

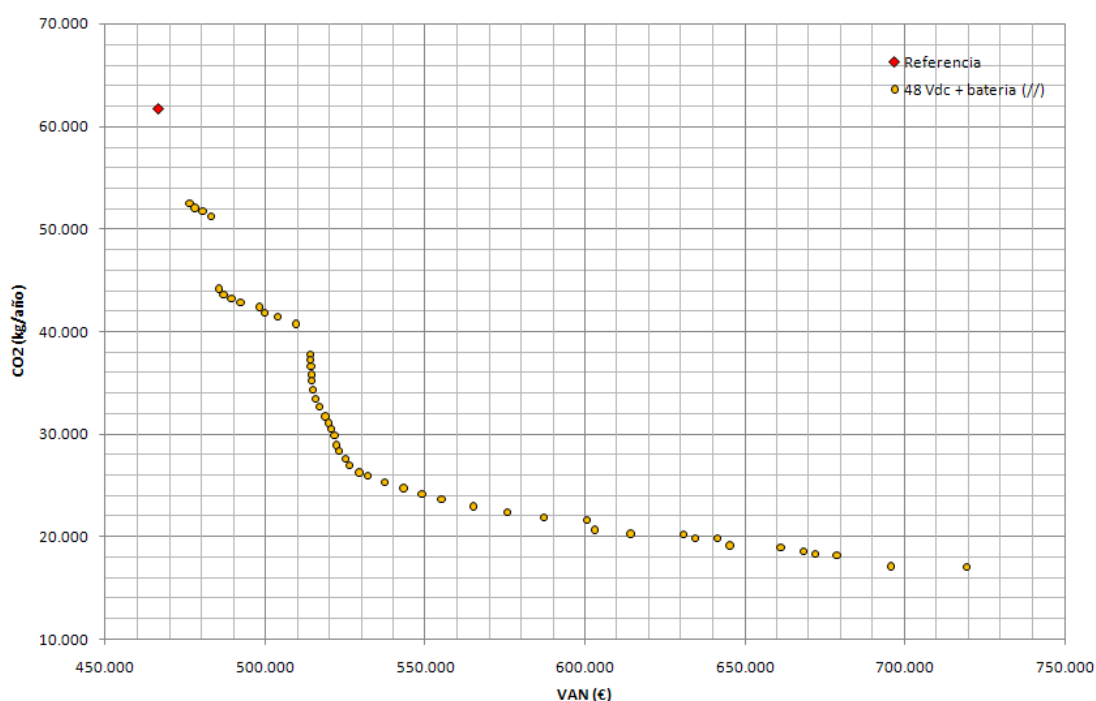


Figura 5.19.- Resultados caso 1.1 (48 Vdc e inversores en paralelo)

VAN (€)	CO <sub>2</sub> (kg/año)	Paneles			Baterías			Inversor (kVA)	Regulador (A)	Inversión inicial (€)
		Máx //	nº	P (kWp)	Máx //	nº	C(Ah)			
476.557	52.466	52	104	23,92	0	24	12.480	25	559	44.347
483.304	51.230	53	106	24.38	3	72	37.440	25	570	55.550
515.179	34.296	168	336	77,28	1	48	24.960	75	1.806	143.503
526.664	26.890	200	400	92	8	192	99.840	75	2.150	188.285
719.262	17.016	200	400	120	119	476	120.428	75	2.322	419.564

Tabla 5.8. Resultado caso 1.1 (48 Vdc e inversores en paralelo)

Tal y como se puede apreciar, se mejoran las emisiones significativamente con respecto al caso de referencia, con un pequeño sobrecoste. Aumentando ligeramente el VAN hasta un 10% con respecto al de referencia, es posible reducir las emisiones a más del 50% del valor inicial, como siempre, a cambio de una mayor inversión inicial. No obstante, esta inversión se rentabiliza rápidamente: del caso de menor VAN al penúltimo, apenas hay un aumento de 50.000 € en VAN (10%), pero la inversión inicial se cuadruplica.

Los detalles de la solución considerada óptima se muestran en la figura 5.20.

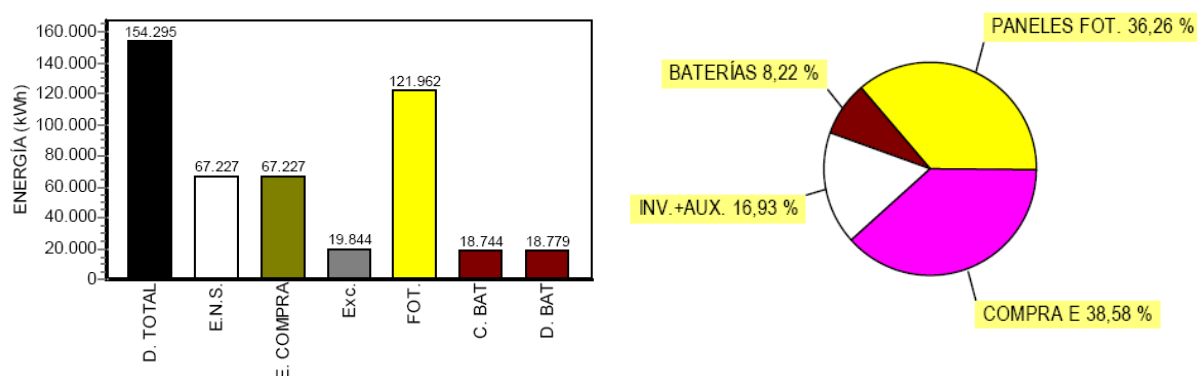


Figura 5.20.- Balance energía/reparto costes caso 1.1 (48 Vdc e inversores en paralelo)

La simulación recogida en la figura 5.21, correspondiente a un mes de baja irradiación (enero), comienza en fin de semana (domingo). El punto de partida es por tanto con baterías completamente cargadas, ya que durante el fin de semana, al no haber habido consumo, ha sido posible emplear toda la energía de los paneles para cargar los acumuladores estacionarios.

De esta manera, el primer pico de demanda del lunes es cubierto íntegramente por las baterías. Como la insolación es baja, no es posible cubrir todo el consumo con la energía de origen solar, por lo que es necesario comprar energía de la red. El martes la situación se repite, aunque gracias a un pico de irradiación a medio día, y al valle de consumo en esta misma hora, se puede emplear el excedente para cargar las baterías, y cubrir así el consumo en la primera hora de la tarde sin necesidad de comprar energía a la red.

Se puede apreciar que en ningún momento llega a cubrirse la máxima potencia que podría suministrar el inversor.



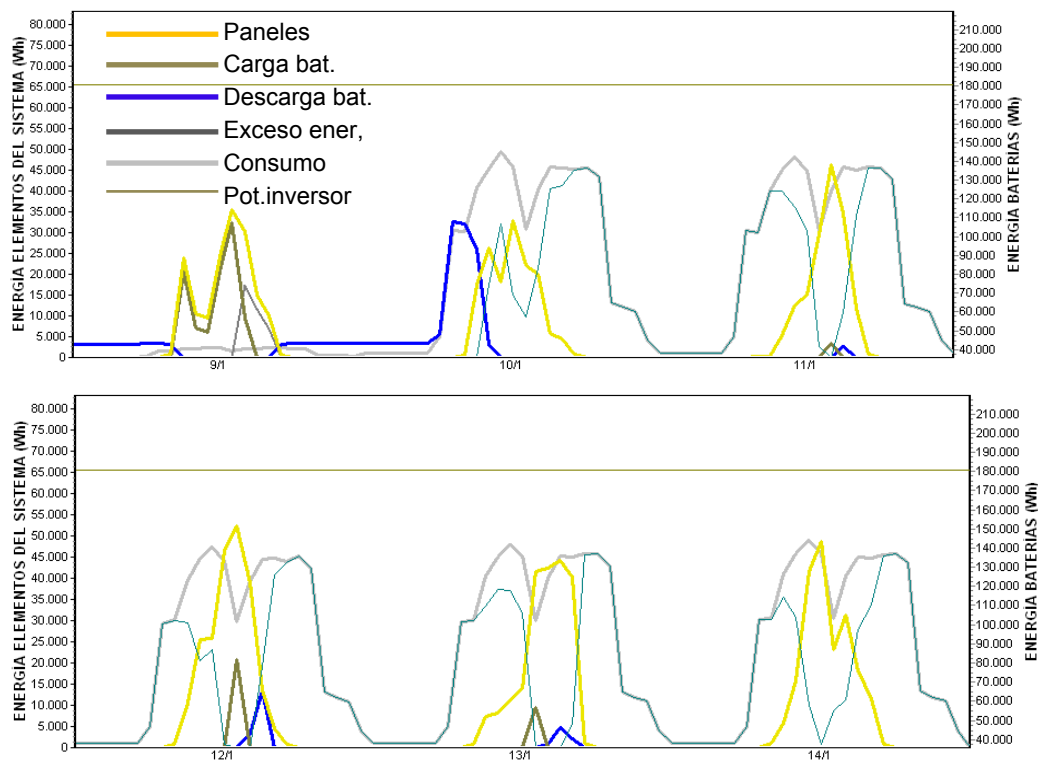


Figura 5.21.- Simulación 6 días enero caso 1.1 (48 Vdc e inversores en paralelo)

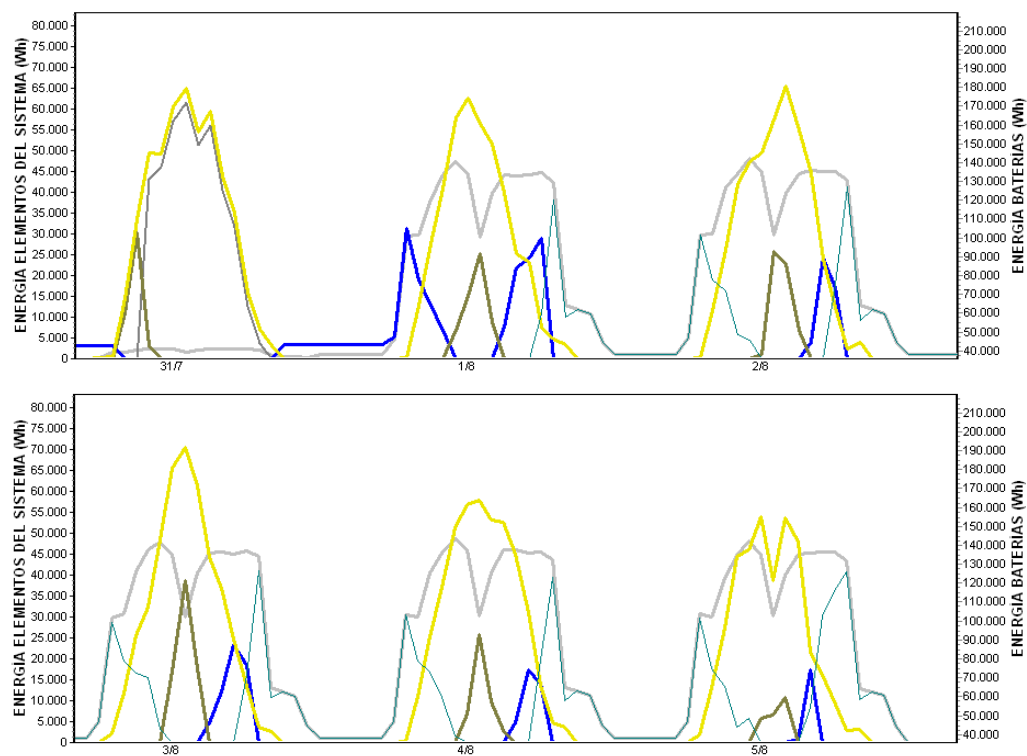


Figura 5.22.- Simulación 6 días agosto caso 1.1 (48 Vdc e inversores en paralelo)

Sin embargo, si se realiza un análisis parecido para el mes de agosto (figura 5.22), los resultados son más favorables. El consumo de primera hora de la mañana del lunes, mientras no hay sol, queda cubierto por las baterías. Cuando estas se van descargando y hay riesgo de no poder alimentar el consumo, ya hay insolación suficiente para hacer el trabajo. El valle de consumo a medio día se aprovecha para recargar las baterías, de manera que estas están en disposición de suministrar energía a última hora, aunque no la suficiente, siendo necesario comprar a la red.

Al día siguiente, ya no hay carga en las baterías, por lo que es necesario emplear el suministro de red por la mañana, mientras se acercan las horas centrales del día, que nuevamente se aprovechan para cargar baterías coincidiendo con el bache de consumo de mediodía, aunque al final del día es necesario nuevamente comprar energía a la red. No obstante, durante las horas centrales del día, la instalación funcionaría a pleno rendimiento sin necesidad de energía de red.

#### 5.2.2.3. Red DC a 400 V

Finalmente, se ha realizado una nueva simulación suponiendo que es posible emplear **inversores de alta potencia** (y que por tanto tienen un coste notablemente inferior al de emplear inversores de 48 Vdc en paralelo). Esta solución pasaría por el empleo de transformadores adecuados, y seguramente daría algo menos de rendimiento en el campo fotovoltaico, al no poder hacerse el seguimiento del punto de máxima potencia de manera adecuada.

En la práctica, es una solución que no se emplea: o bien se emplean inversores de 12 / 24 / 48 Vdc con reguladores de carga (y banco de baterías) e inversores a la tensión correspondiente, o bien inversores MPPT conectados directamente al campo fotovoltaico, sin campo de baterías.

El conjunto de soluciones se muestra en la figura 5.23. Los detalles adicionales de las soluciones que minimiza VAN, CO<sub>2</sub>, e igual el VAN del caso de referencia se encuentran en la tabla 5.9.

La reducción en VAN y en CO<sub>2</sub> con respecto al caso de referencia es más que notable para la primera de las soluciones de la tabla 5.9, aunque la inversión inicial también es elevada. Se observa que en este caso el Inversor está muy próximo a la potencia demandada por las cargas. En el segundo caso, se podría decir que se eliminan por completo las emisiones de CO<sub>2</sub>. Si bien el aumento de VAN con respecto a la situación de referencia (y por supuesto, la inversión inicial) es notable, tampoco es descabellado: con un 50% de aumento en el valor actual neto, se elimina el 100% de las emisiones de dióxido de carbono.

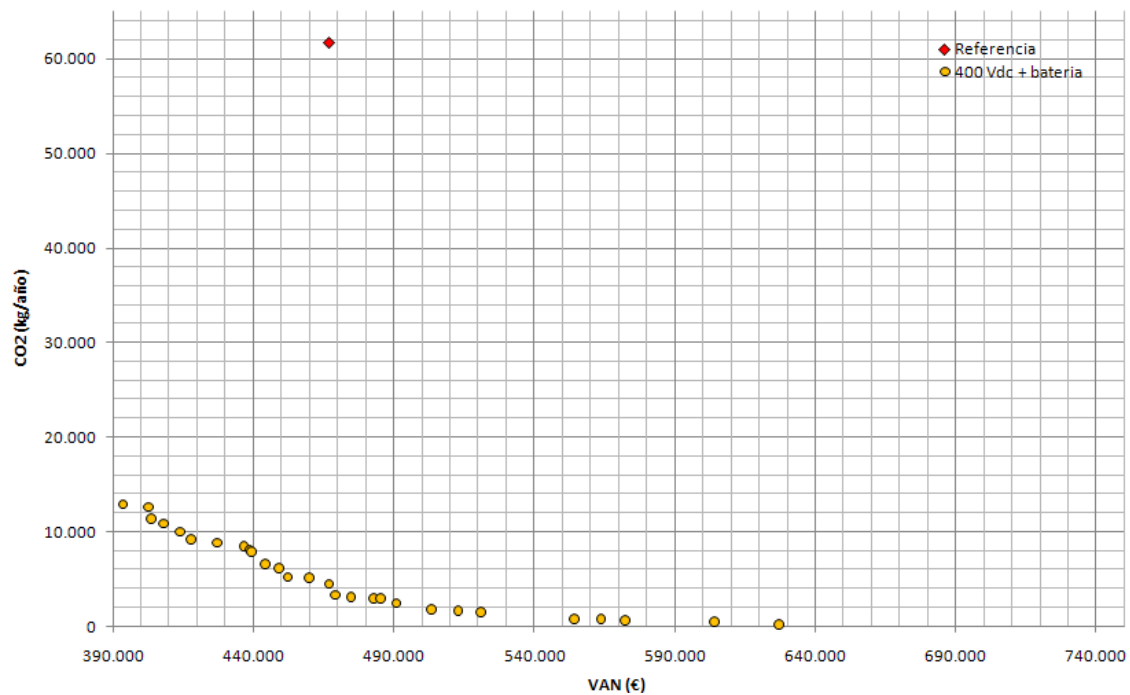


Figura 5.23.- Soluciones caso 1.1 (400 Vdc)

VAN (€)	CO <sub>2</sub> (kg/año)	Paneles			Baterías			Inversor (kVA)	Regulador (A)	Inversión inicial (€)
		Máx //	nº	P (kWp)	Máx //	nº	C(Ah)			
393.380	12.984	104	416	153,92	1	400	208.000	60	427	217.370
466.737	4.583	123	492	182,04	1	400	719.600	60	505	319.569
627.521	118	196	784	290	8	272	68.816	60	805	436.776

Tabla 5.9. Resultado caso 1.1 (400 Vdc)

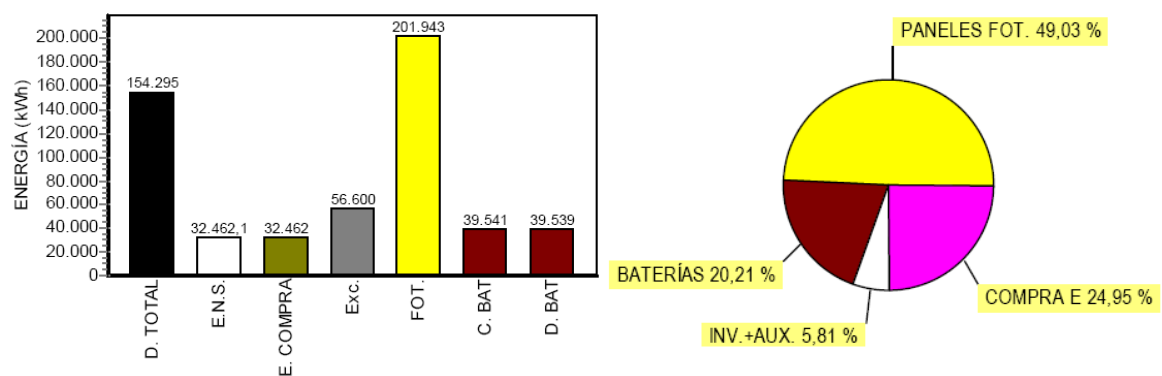


Figura 5.24.- Resultados caso 1.1 (400 Vdc) VAN mínimo

En las figuras de la página siguiente (5.25 y 5.26) se muestra la simulación del sistema en un mes de baja insolación (enero) y en uno de alta (agosto).

Cabe destacar el hecho de que, para el 1 de agosto, hay energía en exceso que no se puede aprovechar, ya que el consumo está cubierto, y las baterías están plenamente cargadas. Y no sólo eso: los paneles siguen produciendo energía que no es posible aprovechar por la limitación del inversor.

Se podría pensar que el sistema no está bien dimensionado, ya que se está perdiendo energía. Pero no se puede dimensionar un sistema para cubrir las puntas de trabajo, ya que el resto del tiempo estaría sobredimensionado, y se habría invertido dinero en elementos que van a operar a máxima capacidad un número de horas muy reducido al año.

Esta es precisamente la ventaja de la optimización: esta solución logra un compromiso entre coste del sistema y rendimiento. En los meses de baja insolación está infrautilizado (pero no tanto), y en los de alta irradiación, se queda corto, pero tampoco mucho. Al analizar todo el año de manera conjunta, lo que se “deja de ganar” en la operación se compensa con el menor coste del sistema.

En el mes de alta irradiación, el trabajo de las baterías es intenso. Apenas es necesario comprar energía a la red. Sólo en uno de cada dos días, debido a que se han descargado durante la tarde del primer día, y no pueden recargarse hasta el mediodía del segundo, coincidiendo con el valle de consumo de la instalación y con las horas de mayor irradiación solar.

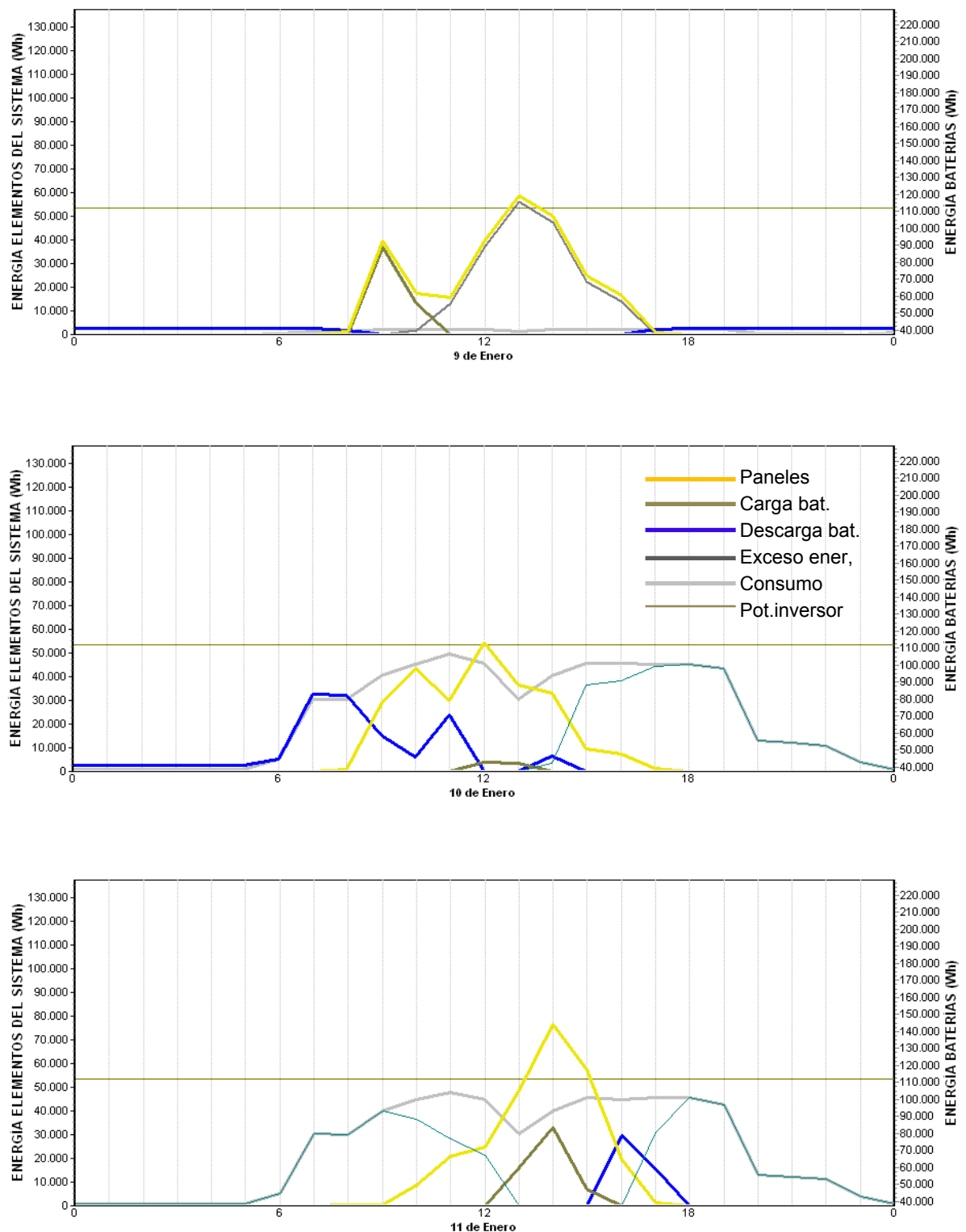


Figura 5.25.- Simulación 3 días enero caso 1.1 (400 Vdc) VAN mínimo

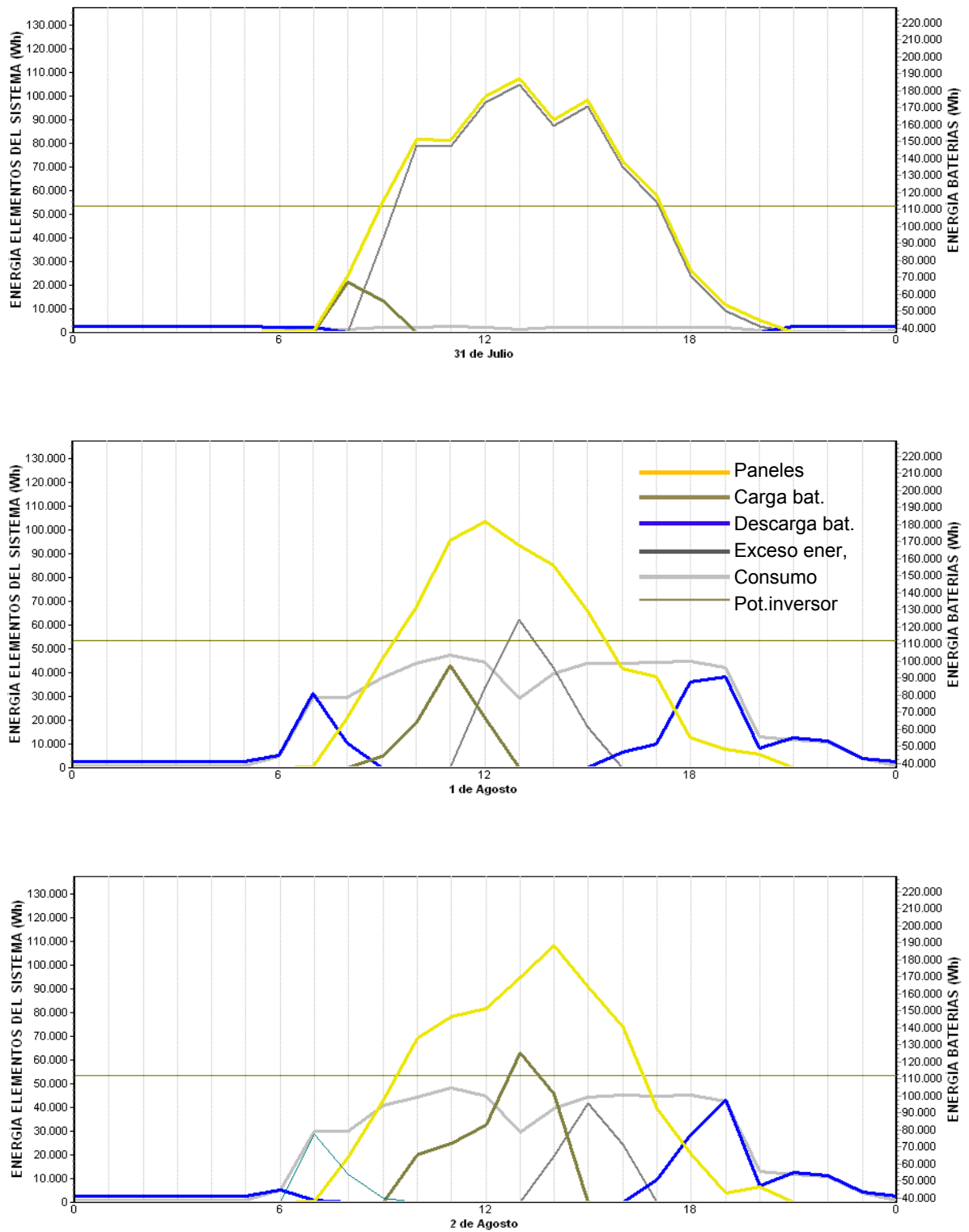


Figura 5.26.- Simulación 3 días agosto caso 1.1 (400 Vdc) VAN mínimo



### 5.2.3. Caso 1.2. Paneles, inversor, baterías y grupo electrógeno

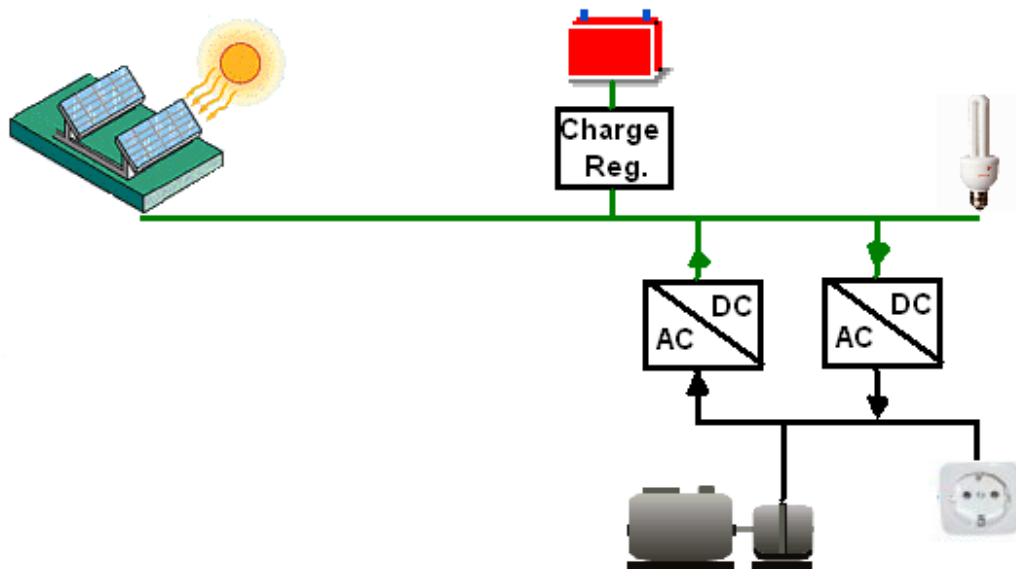


Figura 5.27.- Esquema del caso 1.2 (fotovoltaico con batería y generador)

El objetivo perseguido en este caso es analizar si la introducción de un generador AC conlleva alguna ventaja con respecto al caso puramente fotovoltaico. Con carácter general, los grupos electrógenos sólo resultan necesarios en instalaciones aisladas, en los que cuando no hay irradiación y las baterías se han descargado, no hay otra fuente alternativa de energía (como la compra a red).

Un rápido análisis con los datos de consumo de los generadores diesel considerados en el análisis lleva a pensar que el programa no encontrará una solución dominante que contemple el uso de generadores AC.

Y es que, por ejemplo, el más pequeño de los grupos escogidos (5 kVA), funcionando a plena potencia consumiría aproximadamente 0,55 l/h, lo que a 1,25 €/l, supone un coste de 0,6875 €. Considerando un coste de operación y mantenimiento de 0,22 €/h, el precio del kWh asciende a 0,18 €/kWh (considerando un factor de potencia unitario). Aunque este coste no está muy alejado del precio de compra a red, hay que tener en cuenta también las emisiones de CO<sub>2</sub>, que se pueden estimar en 2,65 kg H<sub>2</sub> / l diesel, o lo que es lo mismo, 0,2915 kg CO<sub>2</sub> / kWh. Estas emisiones son inferiores a las equivalentes por kWh comprando la energía a la red, por lo que en principio podría pensarse que el empleo del generador diesel es adecuado.

Sin embargo, este ejemplo se ha realizado con un generador pequeño. Repitiendo el ejercicio para el generador más potente, de manera que el aporte de energía al sistema sea significativo, se obtiene un consumo de 23 l/h a plena carga, lo que implica un precio por kWh producido de 0,2597 €, y unas emisiones de 0,61 kg de CO<sub>2</sub> por kWh producido. Es decir: la operación es más cara y contamina más, y todo sin tener en cuenta el coste de adquisición, y la vida limitada de estos generadores (20.000 h en el mejor de los casos, poco más de 2 años y medio de funcionamiento continuo).

De todos modos, se ha ejecutado la simulación, obteniéndose los resultados que se muestran en la siguiente figura:

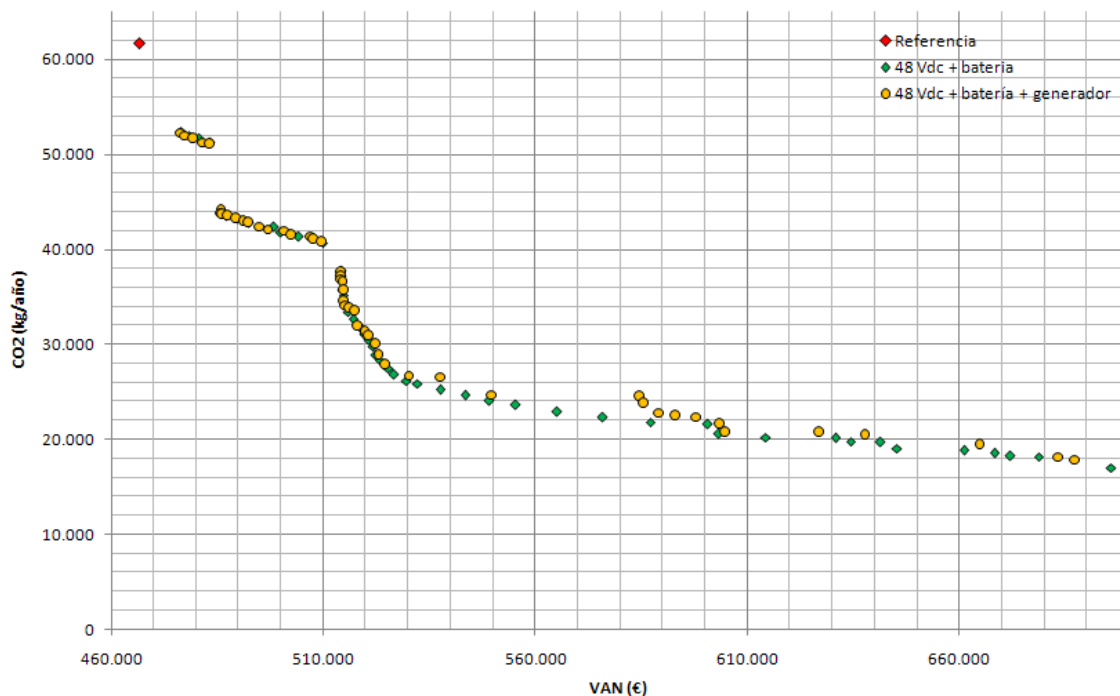


Figura 5.28.- Resultados caso 1.2 (48 Vdc)

El conjunto de soluciones obtenidas es prácticamente idéntico al caso 1.1, sin generador, lo que es indicativo de que ninguna de las soluciones contempla su uso. Analizando el detalle de las soluciones, este aspecto se confirma: no resulta ni rentable ni ecológico emplear un generador en un sistema de estas características.

No se ha ejecutado la simulación a 400 V y con inversores MPPT, ya que en este caso, la diferencia es aún más notable (los inversores MPPT son más eficientes y baratos, por lo que el coste por kWh será aún menor), por lo que resulta claro que no habrá soluciones dominantes que empleen grupo electrógeno.

### 5.3. CASO 2. PILA DE COMBUSTIBLE

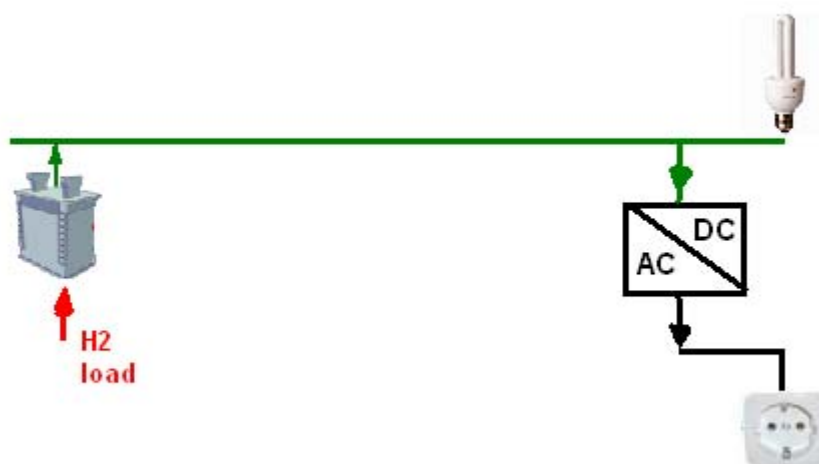


Figura 5.29. Esquema caso 2 (pila de combustible)

El objetivo perseguido en este caso es analizar la posibilidad de emplear una pila de combustible con un suministro de hidrógeno externo como complemento o sustitución de la energía a la red. A la vista de los precios de adquisición y operación de la pila de combustible, y el del hidrógeno externo (10€/kg), parece claro, sin necesidad de simulación alguna, que esta tecnología no es competitiva frente a la compra de energía a la red, de manera análoga a los generadores AC.

Como era de esperar, las simulaciones realizadas confirman este aspecto: introduciendo los costes actuales estimados de las pilas de combustible, depósitos, e hidrógeno, siempre resulta mucho más rentable comprar la energía a la red, siendo además la ganancia en emisiones de CO<sub>2</sub> muy baja. La solución óptima siempre pasa por prescindir del uso de la pila de combustible. Sólo reduciendo el precio del hidrógeno a valores absurdos (0,1 €/kg) el software empieza a aplicar soluciones con la pila de combustible.

Si se repite el mismo proceso pero bajando los costes de adquisición de las pilas, incluso reduciendo en precio a 1/10 del valor inicial, no resulta rentable el empleo de esta tecnología. Y es que el precio de la energía comprada a la red es muy inferior. Por ejemplo, la pila de 150 kW modelizada consume a plena carga unos 8 kg de H<sub>2</sub> a la hora, con un coste de operación de 0,45 €/h. Esto supone 80,45 €/h de funcionamiento, 0,536 €/kWh, o lo que es lo mismo, más de 4 veces el coste de la electricidad. Y eso sin contar la adquisición de pila y depósito.

Para que emplear pilas de combustible sea rentable, se ha de buscar una fuente de hidrógeno más barata: los electrolizadores.

## 5.4. CASO 3. SISTEMA HÍBRIDO

### 5.4.1. Caso 3.0. Paneles y pila de combustible

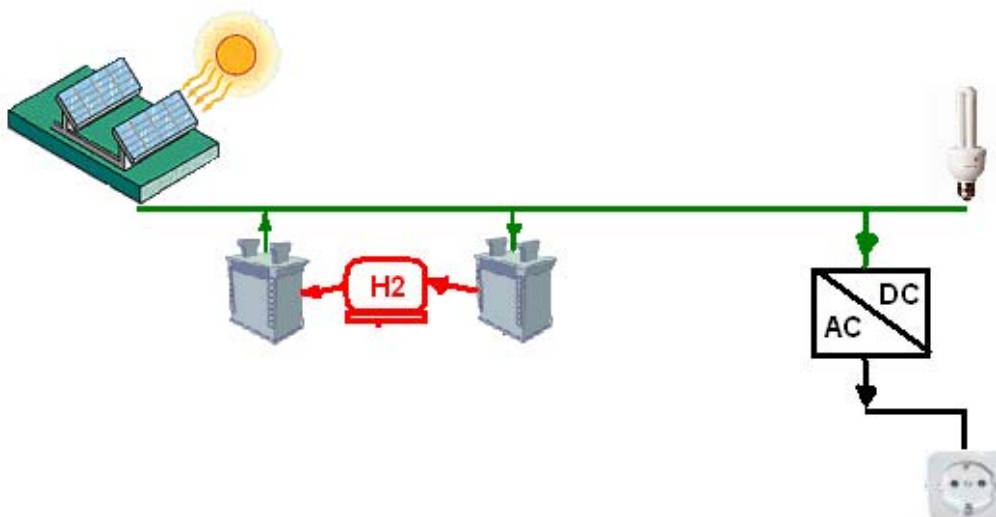


Figura 5.30. Esquema caso 3.0 48 Vdc (paneles, electrolizador y pila)

El esquema analizado en este caso de estudio se corresponde con la tipología típica de empleo de energías de origen renovable para generar hidrógeno que a su vez es usado en una pila de combustible como alternativa al empleo de baterías.

En este caso, y demostrado el peso que tiene el coste de adquisición de los equipos necesarios para la generación de hidrógeno en la solución, se ha realizado un proceso de reducción de precios. Es decir, se han realizado distintas simulaciones, rebajando cada vez el precio de electrolizadores y pilas de combustible a la mitad en cada simulación, con el objetivo de determinar a partir de qué orden de reducción en el precio de compra empiezan a obtenerse soluciones que contemplen su empleo y no estén dominadas por otras soluciones basadas exclusivamente en la compra de energía a red y fotovoltaica.

Mediante las simulaciones previas se comprobó que el elevado consumo eléctrico del electrolizador estaba limitando la potencia de la pila a emplear (el electrolizador no podía suministrar más hidrógeno debido a que los paneles no proporcionaban energía suficiente). Para ilustrar este aspecto, se muestran a continuación distintas gráficas:

- Resultados para 200 paneles en paralelo y precio decreciente (figura 5.31): tal y como se puede apreciar, por mucho que se reduzca el precio, no hay variación en los resultados. De hecho, son equivalentes a los que se obtenían en el caso 1.1 48 Vdc, ya que no resulta rentable emplear pilas de combustible y electrolizadores.

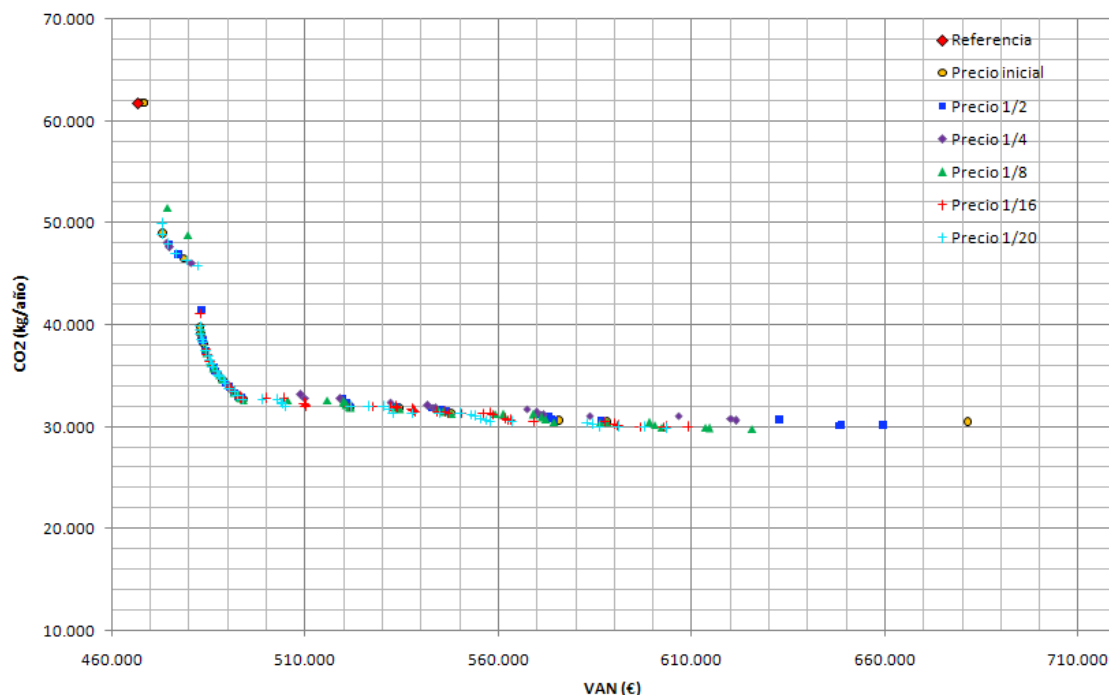


Figura 5.31. Soluciones caso 3.0 (200 paneles máx. en paralelo)

- Resultados para precio mínimo simulado (1/20 del original) con distinto número máximo de paneles (figura 5.32): tal y como se puede apreciar, hay diferencias significativas entre soluciones, a partir de 510.000 € de VAN.

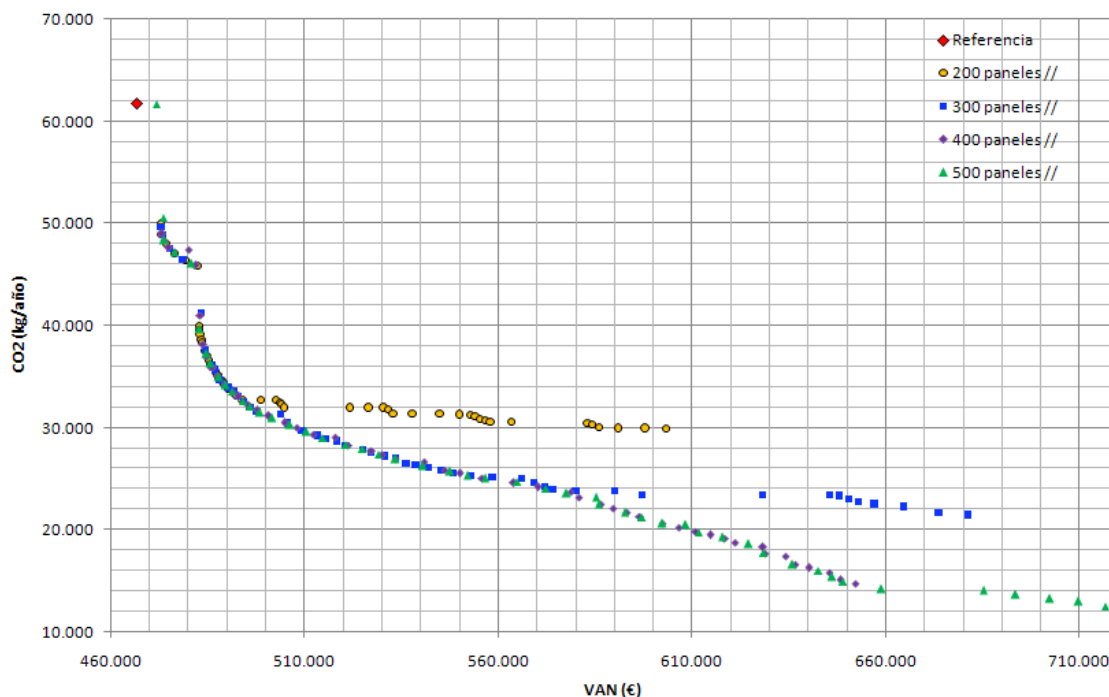


Figura 5.32. Soluciones caso 3.0 (precio 1/20 del original)

- Resultados para 500 paneles en paralelo y precio decreciente (figura 5.33): como era de esperar, aunque las tendencias generales son similares a las recogidas en la figura 5.31, se empiezan a encontrar diferencias entre soluciones para precios de 1/4 y 1/20 del original, lo que quiere decir que empiezan a encontrarse soluciones dominantes que emplean pilas de combustible y electrolizadores:

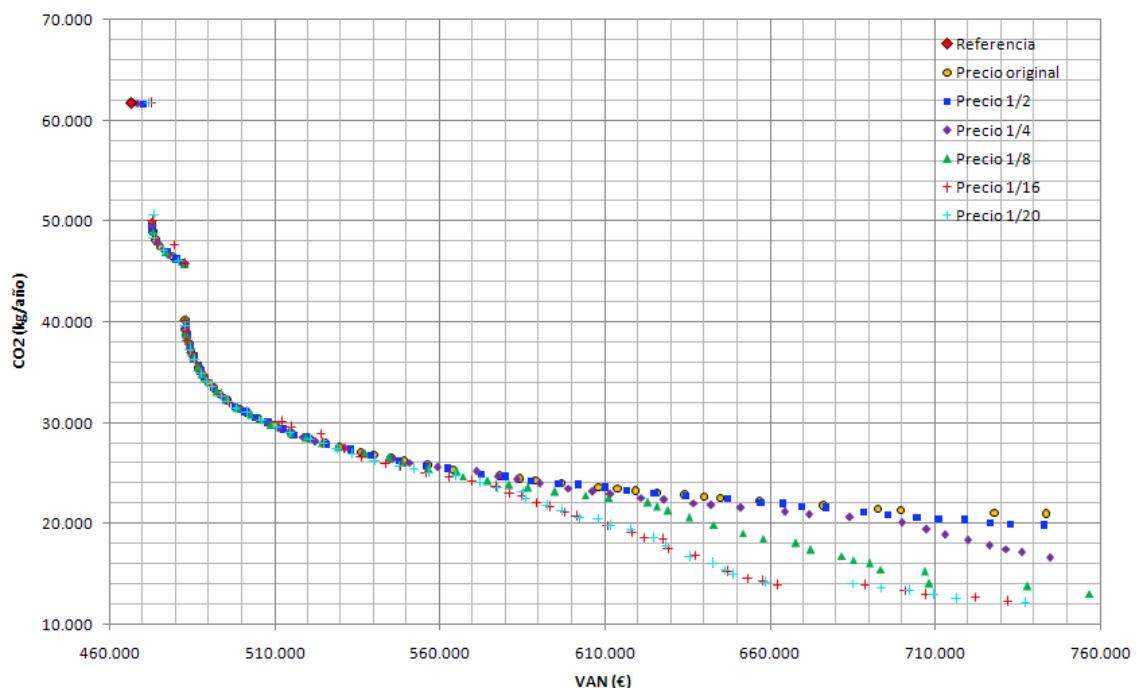


Figura 5.33. Soluciones caso 3.0 (500 paneles máx. en paralelo)

Por lo tanto, se ha decidido, con respecto a los casos 1 y 2, aumentar el número máximo de paneles admisibles en paralelo hasta 500. En casos anteriores, 200 paneles en paralelo como máximo había sido un número suficiente para alcanzar un compromiso óptimo entre aumento de VAN y reducción de CO<sub>2</sub> (la curva de resultados entraba en comportamiento asintótico mucho antes de llegar a este número máximo). No obstante, ahora es necesario disponer de energía extra para alimentar al electrolizador.

Hasta que no se ha rebajado el precio de origen de electrolizadores y pilas a 1/8 del precio realista estimado hoy en día no han sido seleccionados por el software como posibles soluciones dominantes. Es decir, siempre hay soluciones que, empleando paneles fotovoltaicos e inversores (de 48 Vdc en paralelo, recordemos que con menor rendimiento y mayor coste que los inversores de 400 Vdc y seguimiento del punto de máxima potencia).



A la vista de los datos, se ha escogido como solución representativa la correspondiente a una disminución del precio de 1/8 del valor inicial, valor que se corresponde con el precio esperado para pilas y electrolizadores a corto plazo (horizonte 2012 – 2013, según la bibliografía consultada en función de la típica curva de aprendizaje con forma de bañera). Además, seleccionar una configuración de precios más ventajosa no aporta ventajas para un rango de VAN que no suponga un incremento muy superior al 10% con respecto al de referencia.

Para esta configuración de precios, a partir de la solución 24 (correspondiente a un VAN de 548.874 €, con unas emisiones de CO<sub>2</sub> de 26.507 kg) se emplea en todos los casos el sistema basado en hidrógeno. Dado que la curva de soluciones no presenta saltos ni tendencia asintótica, sólo se considerarán como soluciones representativas de esta configuración la indicada y la que minimiza las emisiones de CO<sub>2</sub>.

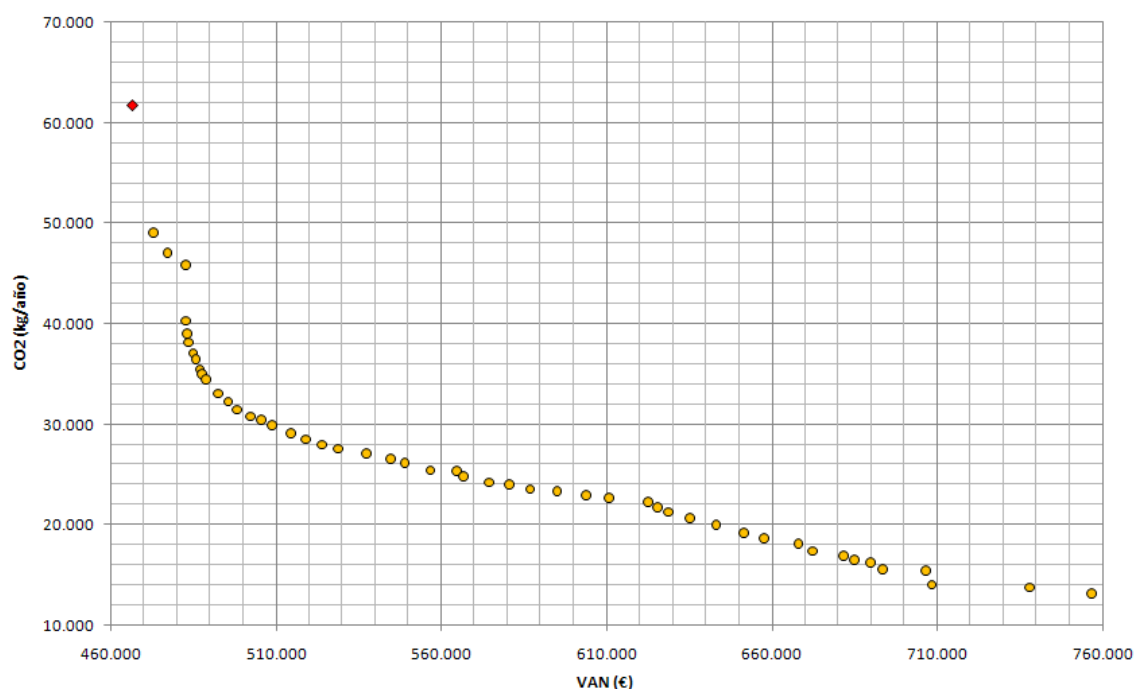


Figura 5.34. Soluciones caso 3.0 (500 paneles máx. en paralelo, precio 1/8)

VAN (€)	CO <sub>2</sub> (kg/año)	Paneles			Inversor (kVA)	Pila (kW)	Electrol. (kW)	Tanque H <sub>2</sub> (kg)	Inversión inicial (€)
		Máx //	nº	P (kWp)					
548.876	26.507	282	564	129,72	48	20	7	1,67	209.654
756.908	13.068	429	858	197,34	75	40	90	39,7	384.039

Tabla 5.10. Resultado caso 3.0 (500 paneles máx. en paralelo, precio 1/8)

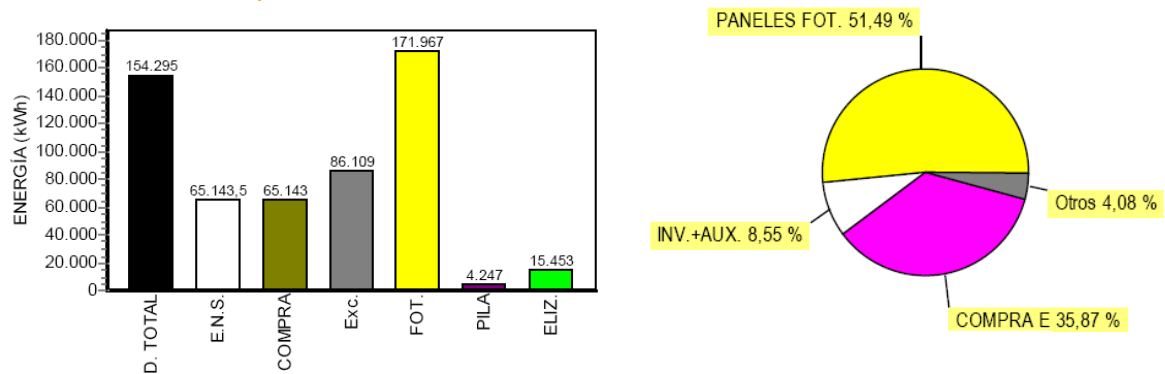


Figura 5.35. Balance de energía / reparto de costes caso 3.0 (500 paneles máx. en paralelo, precio 1/8) VAN mínimo

En las siguientes figuras se muestran los resultados de la simulación para la solución que minimiza el VAN en primer lugar, y para la que minimiza las emisiones de dióxido de carbono en segundo. En ambos casos, se compara el comportamiento del sistema en un mes de baja irradiación (enero), y en un mes de alta irradiación.

Se observa que en la solución que minimiza el VAN, el empleo de la pila de combustible es bastante reducido. Cuando hay hidrógeno disponible en el tanque se emplea principalmente en abastecer el consumo nocturno. En los meses de alta irradiación, sí se emplea un poco más, a última hora del día, cuando se ha empleado el excedente de energía del medio-día en generar hidrógeno, de manera que está disponible para el empleo en la pila de combustible.

En la solución que minimiza emisiones, se emplea bastante más la pila, especialmente en los meses de verano. Ya no sólo cubre el consumo nocturno, sino que es capaz de alimentar las cargas a primera y última hora del día, de manera que no es necesario comprar energía a red.

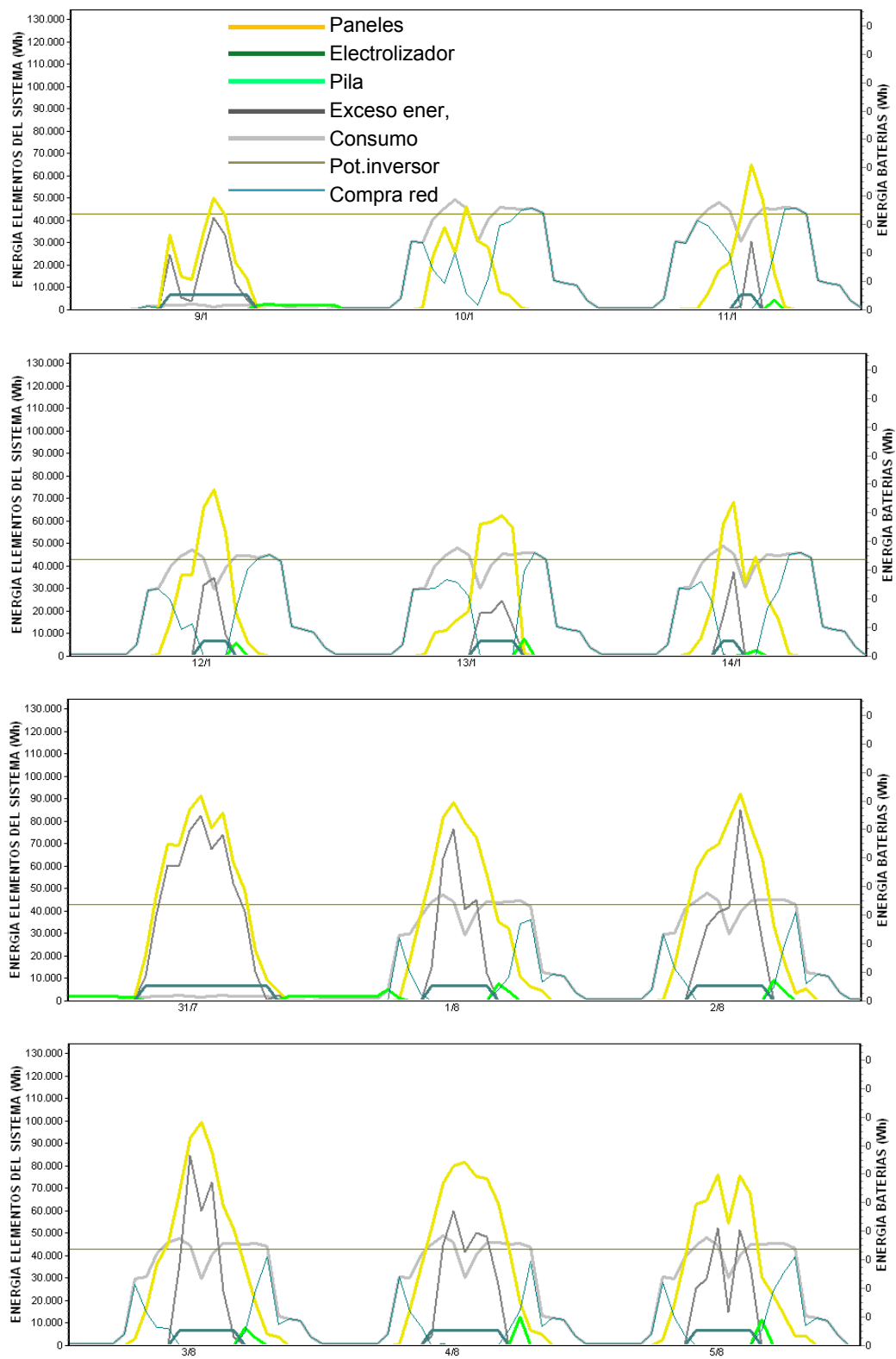


Figura 5.36. Simulación caso 3.0 (500 paneles máx. en paralelo, precio 1/8)  
VAN mínimo

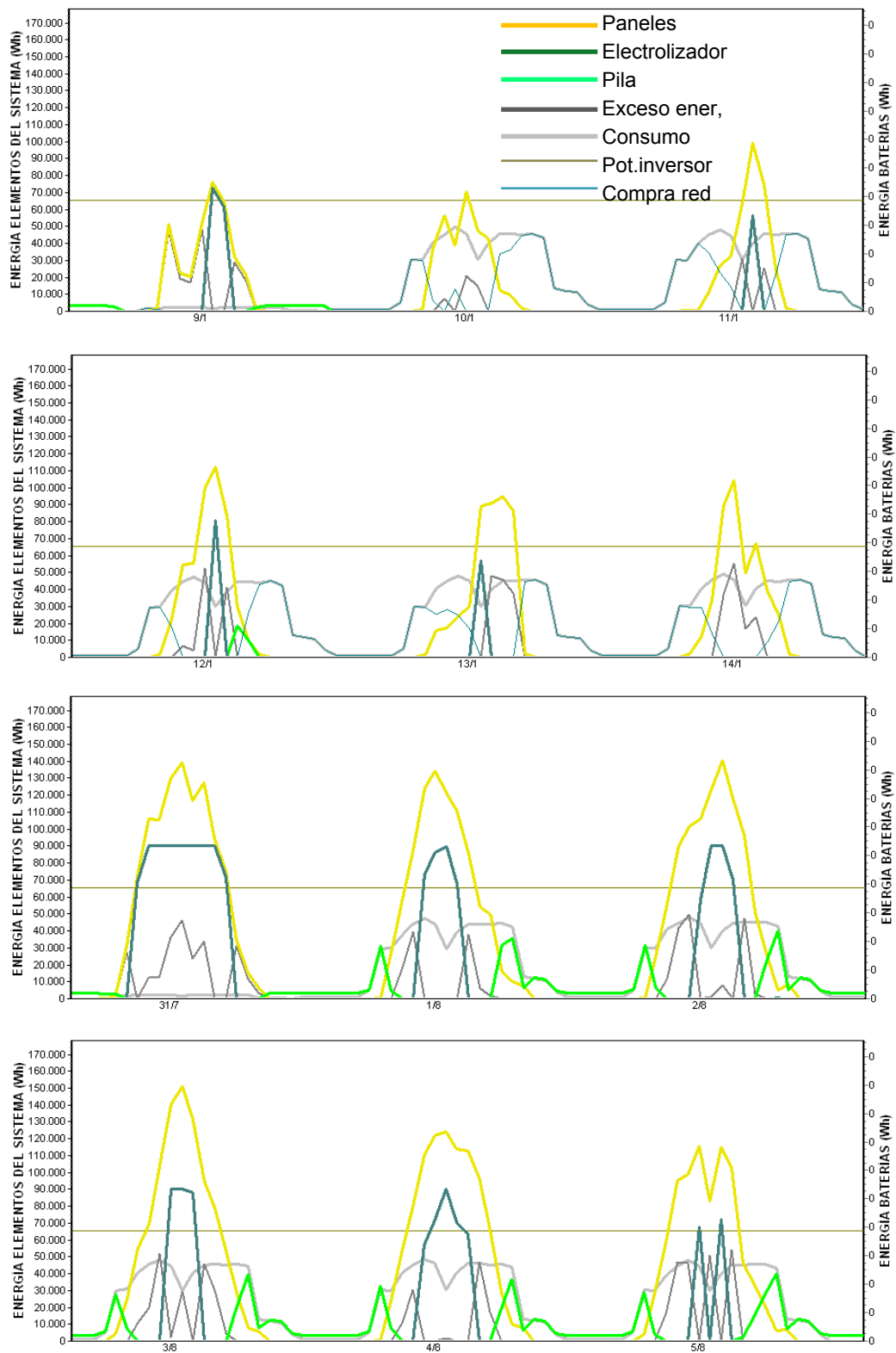


Figura 5.37. Simulación caso 3.0 (500 paneles máx. en paralelo, precio 1/8)  
CO<sub>2</sub> mínimo

#### 5.4.2. Caso 3.1. Paneles, baterías y pila de combustible

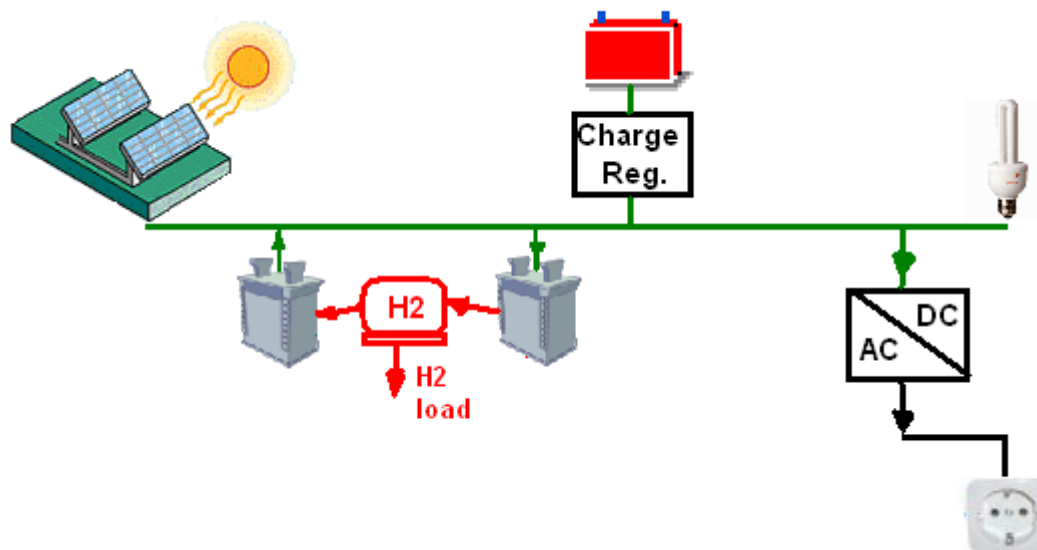


Figura 5.38. Esquema caso 3.1 48 Vdc (paneles, inversor, batería, electrolizador y pila

El objetivo principal perseguido con este caso es analizar si, llegado el momento de acumular el excedente de energía de origen solar, es adecuado emplear baterías o por el contrario, generar hidrógeno para su uso posterior en la pila de combustible, o combinaciones de ambas (los casos individuales ya han sido analizados en los apartados 5.2.2 (caso 1.1 48 Vdc con inversores en paralelo) y 5.4.2 (caso 3.0 con 500 paneles en paralelo como máximo).

En la figura 5.39 se muestran los resultados de varias de las simulaciones realizadas. Si se deja que el algoritmo agote las posibilidades de optimización (leyenda “Todo” en la figura), ninguna de las soluciones emplea pilas de combustible y electrolizadores. Siempre es más rentable por tanto emplear tecnología fotovoltaica, más madura y por tanto más barata y eficiente. No obstante, si no se deja que el algoritmo acabe la optimización, y se interrumpe la simulación cuando el número de generaciones es reducido (y por tanto, cuando la solución no está muy optimizada), sí se obtienen soluciones que hacen uso más o menos intensivo de la tecnología del hidrógeno.

Cabe recordar que los precios de los elementos de generación, almacenamiento y uso de hidrógeno están reducidos a 1/8 de su valor realista a fecha de realización del presente documento. Si se analiza la situación actual, la situación sería aún más desfavorable.

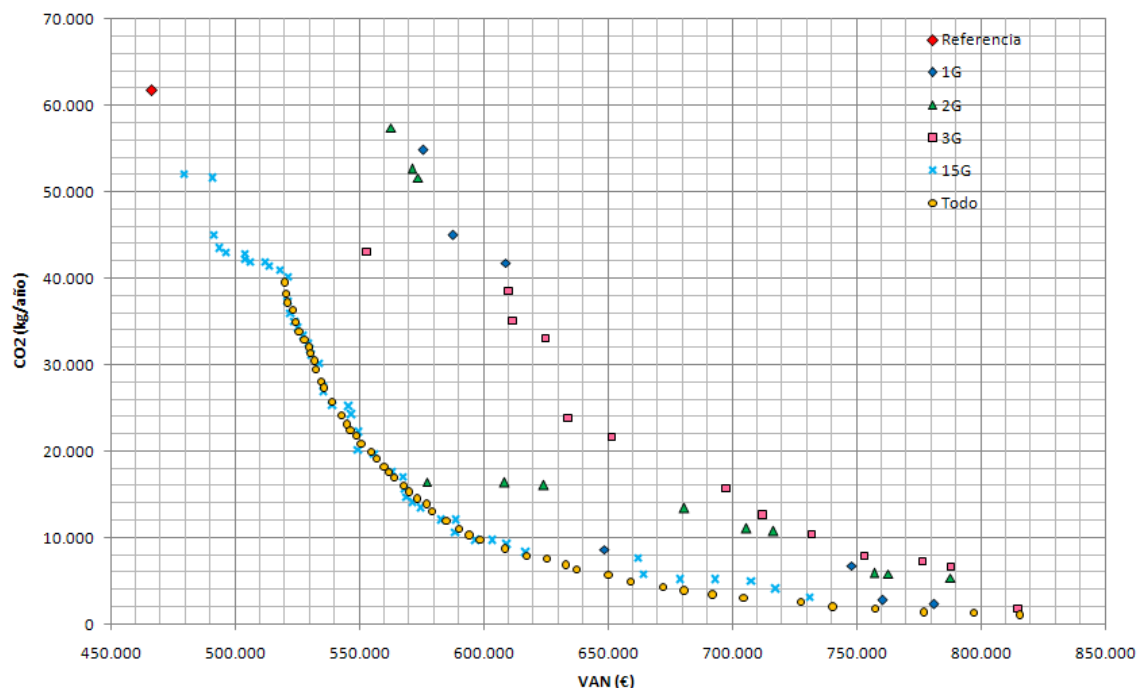


Figura 5.39. Soluciones caso 3.1 (500 paneles máx. en paralelo, precio 1/8)

En la tabla 5.11 se muestran los resultados más detallados de alguna de las soluciones mostradas en la figura 5.39, a fin de ilustrar el grado de empleo de las tecnologías del hidrógeno en estos casos.

VAN (€)	CO <sub>2</sub> (kg/año)	Paneles			Baterías			Inv. (kVA)	Reg. (A)	Pila (kW)	Elect. (kW)	T.H <sub>2</sub> (kg)	I.ini. (€)
		Mx//	nº	P(kWp)	Mx//	nº	C(Ah)						
562.952	57.440	62	62	22,94	0	0	0	75	254	20	7	0,12	72.588
748.084	6.791	419	838	192,74	5	120	146.400	75	4.504	150	7	3,8	385.161
716.657	10.747	375	750	172,5	3	72	129.258	96	4.031	20	63	15,2	364.425
624.309	16.100	263	526	120,98	5	120	215.880	96	2.827	150	7	3,45	289.573
788.105	6.658	348	696	160,08	61	244	61.732	75	3.741	120	90	31	425.912
707.674	5.125	408	916	187,68	3	72	298.368	75	4.386	150	7	3,76	391.249
878.555	3.652	358	716	214,8	15	360	439.200	75	4.156	0	0	0	629.867

Tabla 5.11. Resultado caso 3.1 (500 paneles máx. en paralelo, precio 1/8)



#### 5.4.3. Caso 3.2. Sistema híbrido completo

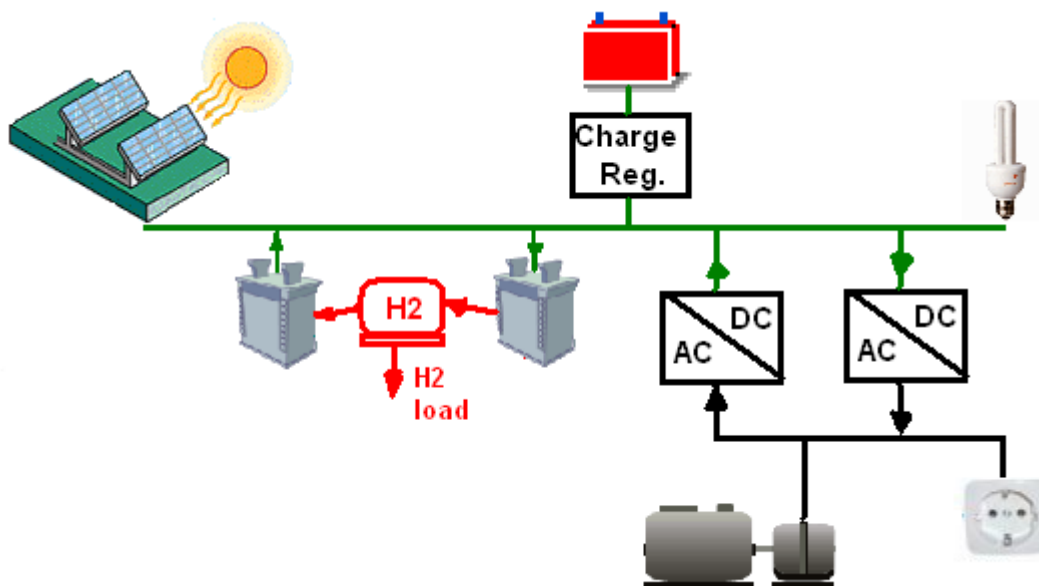


Figura 5.40. Esquema caso 3.2 48 Vdc (sistema híbrido completo)

Si bien, en base a los resultados obtenidos en apartados anteriores, se puede inferir que la introducción de un grupo electrógeno en el sistema es previsible que no presente ventaja alguna, se ha ejecutado esta simulación para analizar la globalidad del sistema, con todos sus elementos, y emplear así el máximo potencia de los algoritmos genéticos.

Para ello, se ha reducido la población al mínimo imprescindible a fin de que el tiempo de cálculo sea contenido. Del mismo modo, y al igual que en casos anteriores, no se ha optimizado la estrategia de control (su impacto en los resultados es significativamente menor que la optimización de componentes). Aún así han sido necesarios 18 días para completar la simulación.

En la figura 5.41 se muestra el conjunto de soluciones obtenidas. Ninguna de las consideradas óptimas (aunque es importante tener en cuenta que en este caso es posible que el sistema no haya alcanzado soluciones muy optimizadas, debido a que el tiempo necesario para lograr una mejor aproximación es excesivo) emplea el generador AC, como cabría esperar. Además, sólo una de las soluciones emplea tecnología de hidrógeno (y con un alcance muy reducido). Los detalles de estas soluciones se muestran en la tabla 5.12.

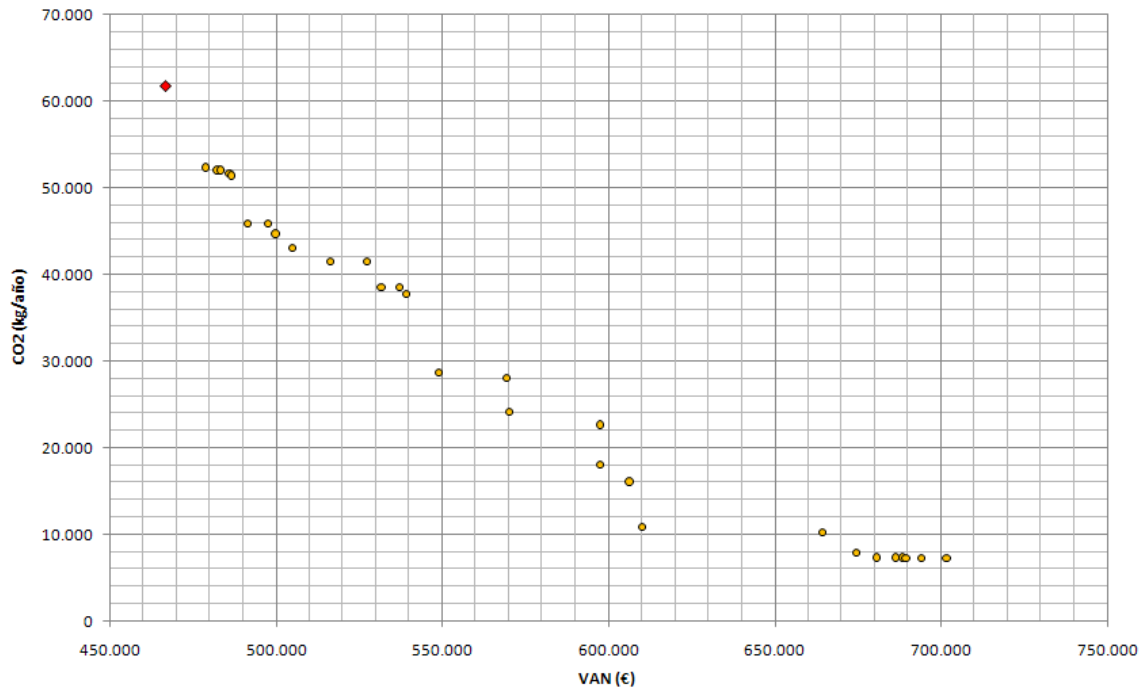


Figura 5.41. Soluciones caso 3.2 (sistema híbrido)

VAN (€)	CO <sub>2</sub> (kg/año)	Paneles			Baterías			Inv. (kVA)	Reg. (A)	Pila (kW)	Elect. (kW)	T.H <sub>2</sub> (kg)	I.ini. (€)
		Mx//	nº	P(kWp)	Mx//	nº	C(Ah)						
478.907	52.313	53	106	24,38	0	0	0	25	0	0	0	0	44.975
610.337	10.789	313	626	143,98	18	432	224.640	75	3.365	20	7	3	306.776
701.818	7.290	330	660	151,8	6	144	432.000	96	3.548	0	0	0	379.251

Tabla 5.12. Resultado caso 3.2 (Sistema híbrido)

#### 5.4.4. Caso 3.3. Sistema híbrido aislado

Este caso, que responde al mismo esquema que el anterior, se analiza brevemente a título ilustrativo. Se trata de un sistema que no tiene conexión a red, por lo que sólo puede emplear sus recursos propios para satisfacer la demanda de energía.

Aunque es previsible que los costes sean muy elevados, se han realizado las simulaciones pertinentes con el fin de cuantificar esta hipótesis (evidentemente, no se han considerado la venta a red, ya que de existir esa posibilidad, seguramente también existiría la de compra de energía, no siendo por tanto una opción realista).

No se muestra el conjunto de soluciones, ya que en este caso es única, al no haber en ningún caso emisiones de CO<sub>2</sub>. En realidad, el software de simulación da más de 1 solución, pero la única variación es el VAN, ya que las emisiones de CO<sub>2</sub> son nulas en cualquier caso.

En la figura 5.42 se muestra el balance de energía y el reparto de costes de la solución que minimiza el VAN (y que sería la elección lógica en este caso, con un valor de 842.826 € y una inversión inicial de 485.203 €), y por otro lado, la que hace mayor empleo de la pila de combustible. Ninguna de las soluciones que da HOGA contempla el uso de generadores AC.

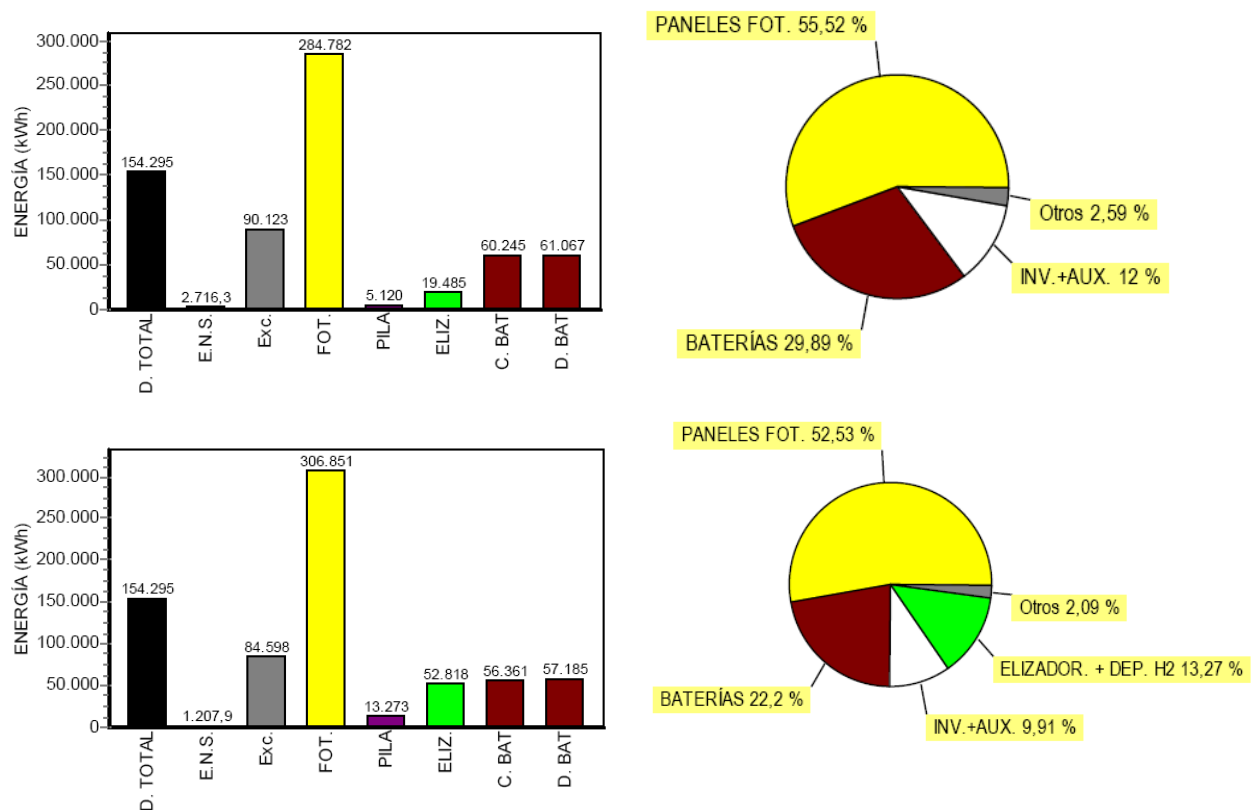


Figura 5.42. Balance de energía / reparto de costes caso 3.3 (sistema híbrido aislado)

Como cabía esperar, los costes a 25 años aumentan notablemente con respecto al caso de referencia. No obstante, sería técnicamente viable recurrir a una instalación de estas características, que además no emite CO<sub>2</sub> (sólo si se considera el ciclo de vida de todos los componentes, y las emisiones equivalentes durante su proceso de fabricación habría alguna huella medio ambiental), con un incremento en el coste a 25 años que no resulta descabellado.

## 6. EVALUACIÓN

### 6.1. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

En el apartado 5 se han venido presentando los resultados obtenidos en cada caso y configuración de estudio, analizando el detalle de las principales soluciones. En el presente apartado se **sintetizan y evalúan los resultados obtenidos** de una manera global, tanto el conjunto de soluciones dominadas proporcionadas por HOGA en cada caso y configuración (a fin de poder determinar, de manera global y con una perspectiva más amplia, si hay configuraciones claramente más favorable que otras), como las soluciones particulares de cada configuración y caso que se han retenido para este análisis final (generalmente, VAN mínimo, CO<sub>2</sub> mínimo, y solución de compromiso entre ambos extremos o que al menos iguala el VAN del caso de referencia).

En la figura 6.1 se presentan todas las soluciones obtenidas, entendiendo como tal los conjuntos de valores VAN – CO<sub>2</sub> que caracterizan cada solución (no se incluyen las soluciones de sistemas con venta a red, o del sistema aislado, por haber sido analizadas a título ilustrativo). Dado que este gráfico 6.1 contiene mucha información, en las figuras 6.2 y 6.3 se muestran las soluciones para el caso 1.0 (fotovoltaica sin baterías) y 1.1 (fotovoltaica con baterías) de manera independiente, en aras de una mayor claridad.

Para un mejor análisis, se han incluido dos líneas verticales que representan el intervalo de VAN comprendido entre la solución de referencia, y el 10% sobre este último valor. Se ha escogido esta barrera como aquella que puede ser factible para una instalación de las características de la considerada en este trabajo, ya que con gran probabilidad sería susceptible de recibir algún tipo de subvención que compensara el sobre coste. Más allá de este valor es poco probable que una empresa estuviera dispuesta a correr el riesgo si no hay otras ventajas (y, normalmente, en el mundo empresarial, los criterios ecológicos no son tenidos en cuenta salvo que sean impuestos de manera directa, limitando las emisiones por ejemplo, o indirecta, primando a aquellas empresas que menos contaminen).

En la tabla 6.1 se recogen resultados detallados de las soluciones seleccionadas para cada caso y configuración. Normalmente, tal y como se ha ido explicando a lo largo del capítulo 5, se incluyen las soluciones que minimizan costes, las que minimizan emisiones, y las que igualan el coste del caso de referencia. En algún otro caso se incluyen otras soluciones que, no estando dentro de los criterios anteriores, suponen una importante reducción de emisiones con un aumento en costes contenido (del orden del 10%). Y finalmente, a título ilustrativo, también se incluyen aquellas soluciones en las que se hace uso de la tecnología del hidrógeno, aunque haya soluciones mejores.

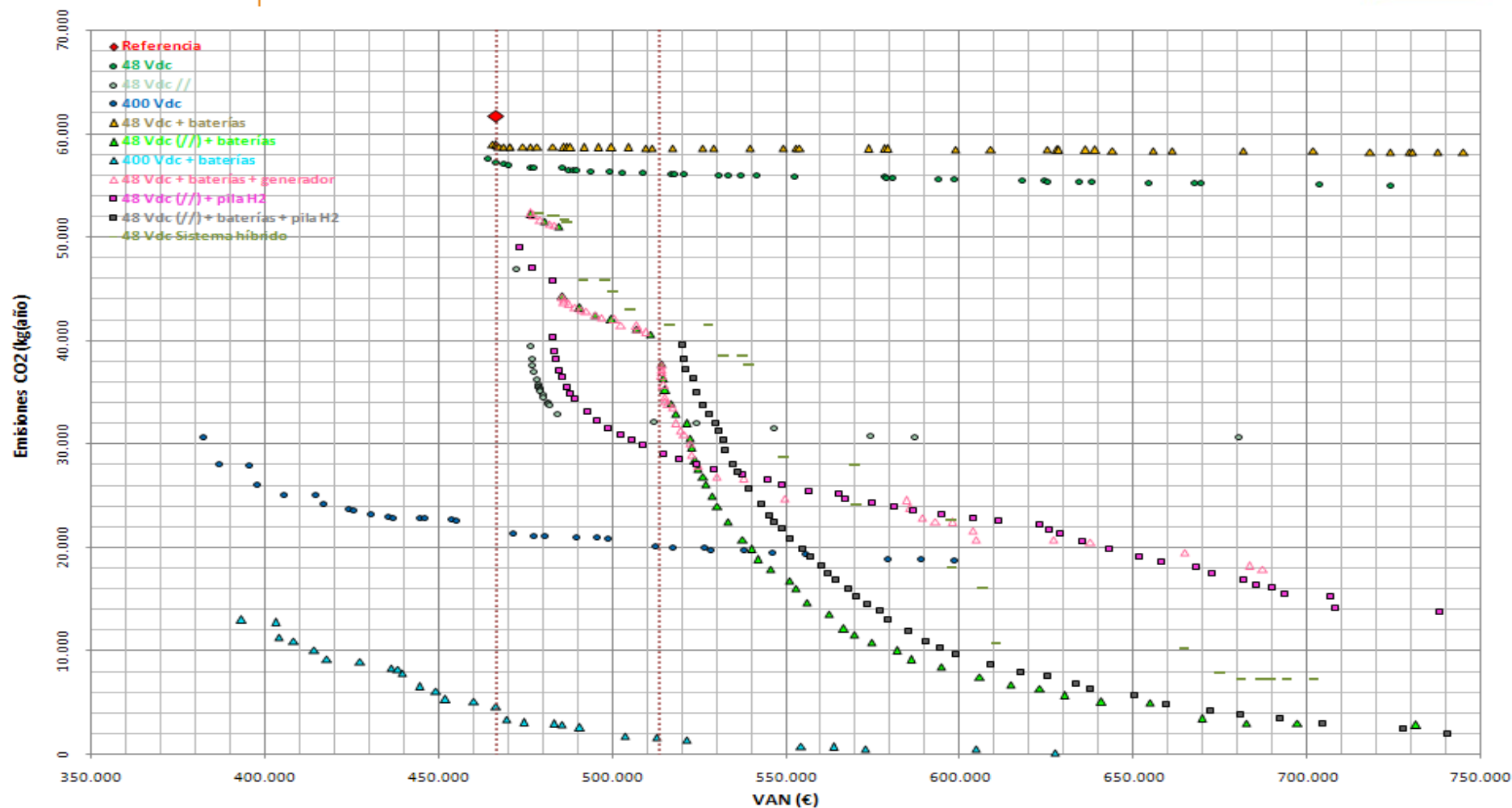


Figura 6.1. Conjunto de soluciones para todos los casos y configuraciones

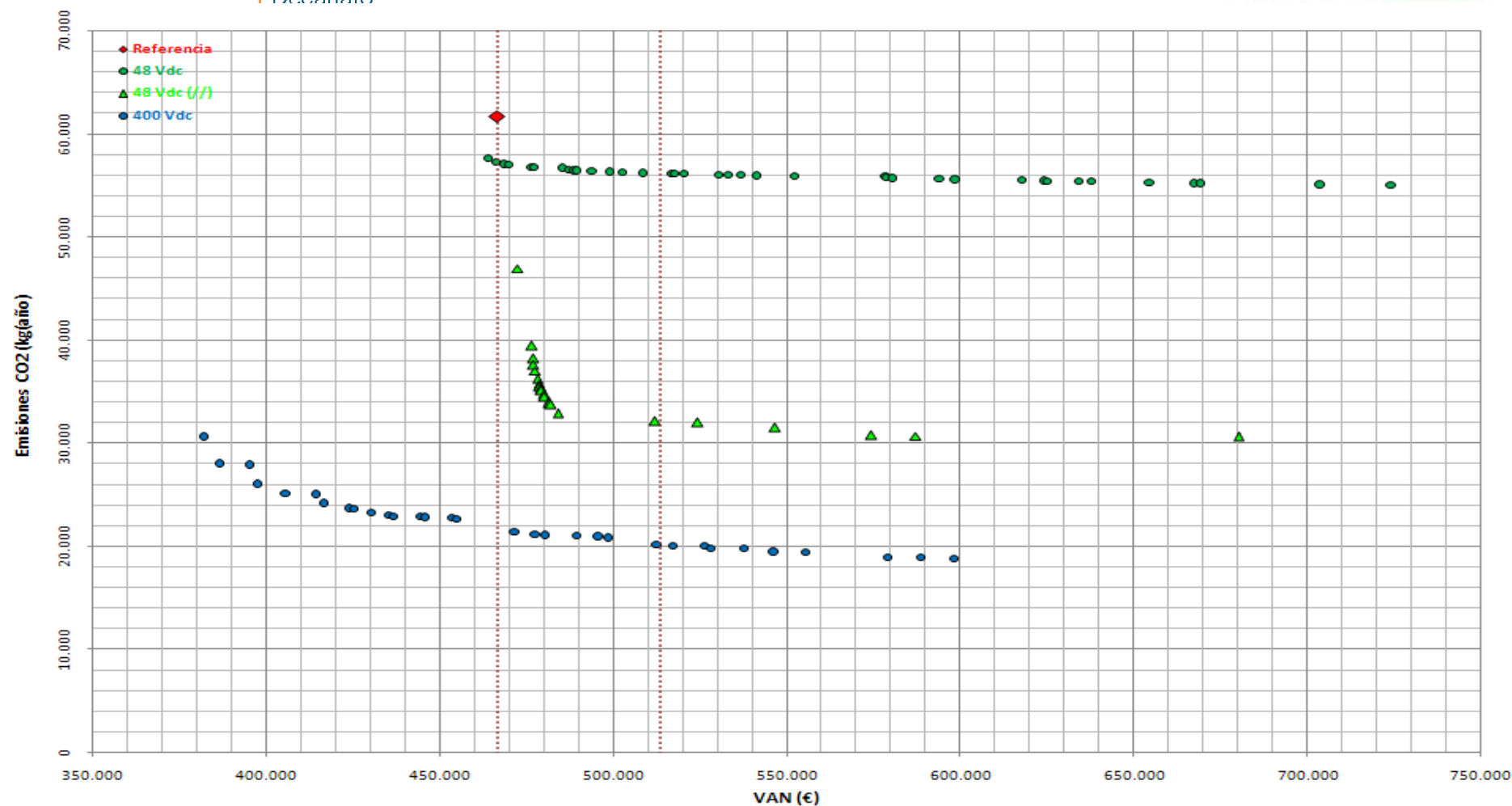


Figura 6.2. Soluciones con sistema fotovoltaico directamente conectado a red (sin baterías)



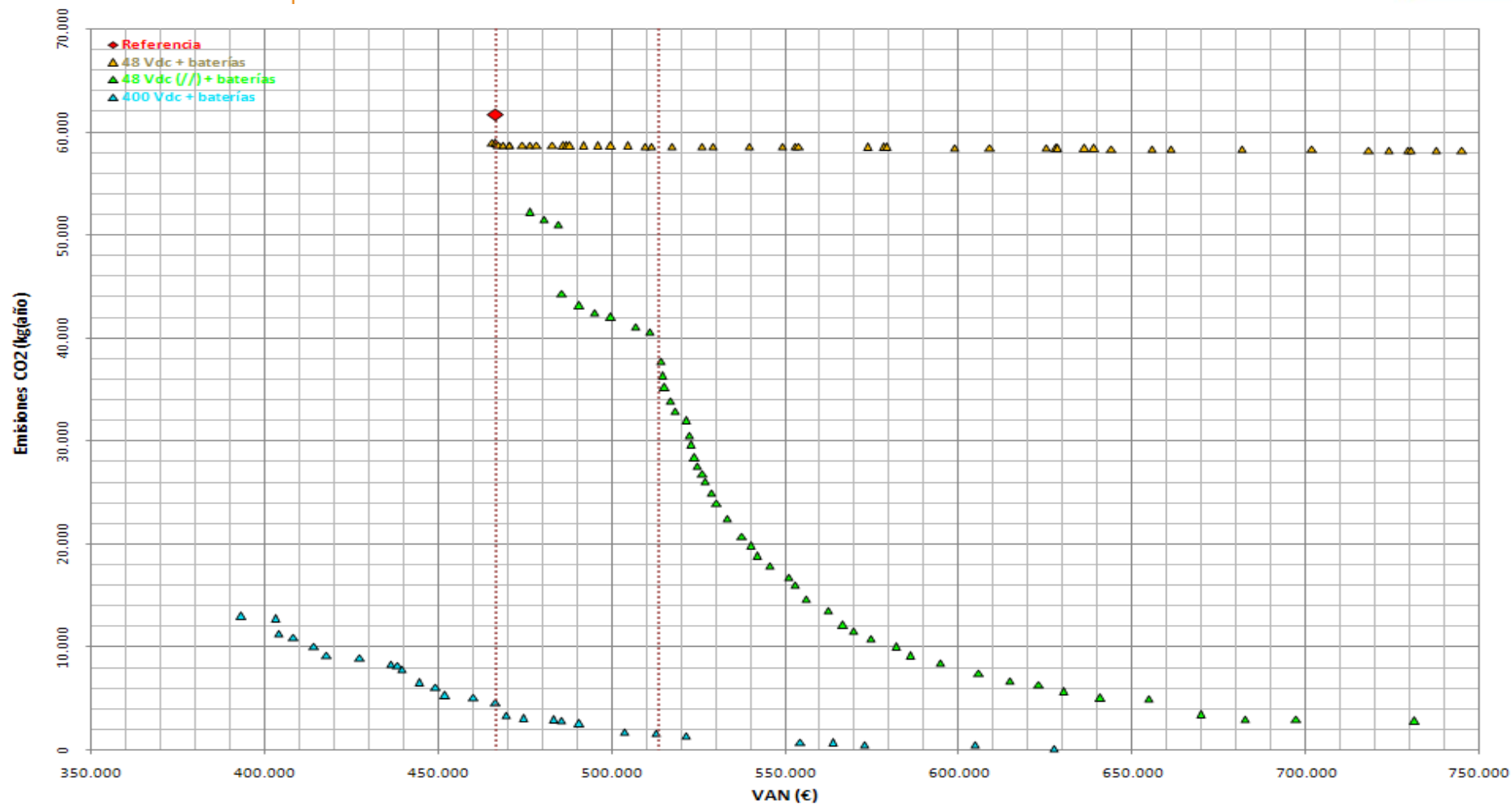


Figura 6.3. Soluciones con sistema fotovoltaico con baterías

Caso	Tipología	Fotovoltaica								Generador AC (kVA)	Hidrógeno			Coste (€)		CO2 (kg/año)	Energía kWh/año										Horas funcionamiento / año	
		Paneles			Baterías			Regulador (A)	Inversor (kVA)		Pila (kW)	Electro. (kW)	Tanque (kg)	Inicial	VAN		Demandada	Comprada	Vendida	Paneles	Excedente	Carga batería	Descarga batería	Electrolizador	Pila combustible	Electrolizador	Pila combustible	
		Config.	nº	P (kWp)	Config.	nº	C (Ah)																					
0	Conexión a red												0	466.737	61.718	154.295	154.295											
1.0	48 Vdo, paneles e inversor	2 x 24	48	11,04					6				17.872	464.095	57.563	154.295	143.909		14.687	2.192								
		2 x 29	58	13,34					6				21.013	466.375	57.233	154.295	143.084		17.747	3.009								
		2 x 317	634	145,82					6				201.969	724.204	54.979	154.295	137.448		193.999	250.948								
	400 Vdo, paneles e inversor MPPT	4 x 70	280	103,6					60				131.199	382.117	30.588	154.295	76.471		136.011	48.678								
		4 x 156	624	230,88					60				274.980	471.651	21.341	154.295	53.354		303.112	197.100								
		4 x 224	896	331,52					60				392.438	598.359	18.783	154.295	46.958		435.238	333.811								
	400 Vdo, paneles e inversor MPPT, venta excedente	17 x 49	833	191,59					60				279.426	132.507	22.432	154.295	56.058	75.362	249.006	150.180								
		34 x 330	11.220	2.356,2					300				3.826.092	143.287	14.806	154.295	36.773	816.116	1.612.094	1.476.755								
1.1	48 Vdo, paneles, inversor y baterías	2 x 13	26	5,98	0	0	0	0	6				10.960	465.803	58.953	154.295	147.384		7.927	525	0	0						
		2 x 14	28	6,44	2 x 4	8	2.024	151	6				12.984	467.622	58.693	154.295	146.773		8.537	20	581	595						
		2 x 14	28	7,7	4 x 134	536	135.608	150	6				201.794	727.791	58.210	154.295	145.525		8.527	0	598	2.049						
	48 Vdo, paneles, inversores en paralelo y baterías	2 x 52	104	23,92	24	24	12.480	559	25				44.347	476.557	52.466	154.295	131.165		31.710	6.884	0	0						
		2 x 53	106	24,38	24 x 3	72	37.440	570	25				55.550	483.304	51.230	154.295	128.076		32.320	2.678	3.917	3.959						
		2 x 168	336	77,28	48	48	24.960	1.806	75				143.503	515.179	34.296	154.295	85.740		102.448	25.899	3.854	3.867						
		2 x 200	400	92	24 x 8	192	99.840	2.150	75				188.285	526.664	26.890	154.295	67.227		121.962	19.844	18.744	18.779						
		2 x 200	400	120	4 x 119	476	120.428	2.322	75				419.564	719.262	17.016	154.295	42.541		131.696	68	43.198	43.360						
	400 Vdo, paneles, inversor MPPT y baterías	4 x 104	416	153,92	400	400	208.000	427	60				217.370	393.380	12.984	154.295	32.462		201.943	56.600	39.541	39.539						
		4 x 123	492	182,04	400	400	719.600	505	60				319.569	466.737	4.583	154.295	11.459		238.836	70.804	59.136	59.286						
		4 x 196	784	290	34 x 8	272	68.816	805	60				436.776	627.521	118	154.295	297		380.585	202.045	61.960	61.997						
3.0	48 Vdo, paneles, inversores en paralelo, electrolizador y pila de combustible	2 x 182	564	129,72				48		20	7	1,67	209.654	548.876	26.507	154.295	65.143		171.967	86.109			15.453	4.247	2.212	1.346		
		2 x 429	858	197,34					75		40	90	39,7	384.039	756.908	13.068	154.295	32.671		261.609	57.258			96.615	28.708	1.223	3.126	
3.1	48 Vdo, paneles, inversores en paralelo, baterías, electrolizador y pila de combustible	1 x 62	62	22,94	0	0	0	254	75				72.588	562.952	57.440	154.295	143.601		14.484	1.315	0	0	77	6	13	5		
		2 x 263	526	120,98	24 x 5	120	215.880	2.828	96				289.573	624.309	16.100	154.295	40.250		160.796	40.250	37.498	37.628	8.865	4.031	1.267	129		
		2 x 408	916	187,68	24 x 3	72	298.368	4.386	75				391.249	707.674	5.125	154.295	12.812		248.803	12.812	51.799	51.905	15.231	6.685	2.177	205		
		2 x 375	750	172,50	24 x 3	72	129.258	4.032	96				364.425	716.657	10.747	154.295	26.868		229.272	13.926	31.598	31.714	77.967	13.981	1.314	992		
		2 x 419	838	192,74	24 x 5	120	146.400	4.505	75				385.161	748.084	6.791	154.295	16.978		256.174	16.978	49.848	49.864	16.470	6.712	2.354	208		
		2 x 348	696	160,08	4 x 61	244	61.732	3.741	75				425.312	788.105	6.658	154.295	16.645		212.214	16.645	33.231	33.705	57.718	22.105	757	941		
		2 x 358	716	214,80	24 x 15	360	439.200	4.156	75				629.867	878.555	3.652	154.295	9.130		236.346	57.661	67.673	68.096	0	0	0	0		
3.2	48 Vdo, paneles, inversores en paralelo, baterías, generador AC, electrolizador y pila de combustible	2 x 53	106	24,38	0	0	0	0	25	0	0	0	44.975	478.907	52.313	154.295	130.784		32.320	7.058	0	0	0	0	0	0	0	
		2 x 313	626	143,98	24 x 18	432	224.640	3.365	75	0	20	7	3	10.789	610.337	306.776	154.295	26.973		190.871	27.071	45.156	45.338	13.341	3.757	2.051	401	

Tabla 6.1. Resumen de soluciones representativas de cada caso y configuración

Del análisis de las figuras anteriores y de los datos recogidos a lo largo del apartado 5 del documento, se pueden extraer las siguientes conclusiones generales:

- Existen, para todos los sistemas y configuraciones, soluciones que reducen las emisiones del caso de referencia y están dentro del rango de coste considerado (hasta un 10% por encima del VAN de referencia).
- La configuración del sistema que **minimiza costes y emisiones** de manera global emplearía un sistema fotovoltaico con inversores de alta potencia y seguimiento del punto de máxima potencia del campo fotovoltaico, conjuntamente con un banco de baterías que permita almacenar el excedente de energía. Se logra incluso un coste a largo plazo notablemente inferior a la situación de referencia, y reducir las emisiones a 1/8. No obstante, hace falta una inversión inicial notable (más del 50% del VAN), lo que la hace inaccesible a las empresas medianas a no ser que cuenten con créditos blandos o subvenciones.

Esta configuración no se emplea normalmente en la realidad, ya que no existen reguladores de carga capaces de trabajar en rangos de tensión compatibles. Sería necesario emplear transformadores entre el bus DC y el regulador de carga para adaptar la tensión en una relación prácticamente 1/10 (de 400 Vdc a 48 Vdc). Estos transformadores, además de caros (y no considerados por el software de simulación), implicarían pérdidas adicionales, por lo que finalmente la solución no sería tan ventajosa como parece a priori.

Por lo tanto, la configuración más eficiente pasaría por emplear un **sistema fotovoltaico de 400 Vdc directamente conectado a red**, sin elementos de acumulación intermedios, aún a sabiendas de que se está desaprovechando energía. Nuevamente, requiere una **inversión inicial importante**, pero se reducen las emisiones a la mitad e incluso se obtiene un VAN un 19% inferior al de la situación de partida.

- En sistemas fotovoltaicos de 48 Vdc no resulta favorable emplear baterías, salvo que se esté dispuesto a aumentar el VAN del sistema más allá del 10% establecido. En ese caso, se logran importantes reducciones con incrementos reducidos. Y es que hay un tamaño crítico de la instalación por debajo del cual la ganancia es emisiones es escasa.
- Los sistemas basados en una red DC de 400 V presentan mejores soluciones que los basados en red DC de 48 V con inversores en paralelo. Esto es debido a que los inversores MPPT maximizan el rendimiento del campo fotovoltaico (además del suyo propio), y presentan economías de escala (duplicar la potencia no supone duplicar el coste) frente a redundar inversores de menor potencia (que sí duplica costes).

- El empleo de hidrógeno, bien como fuente de electricidad o bien como medio para almacenar energía mediante la producción de hidrógeno, no resulta competitivo económicamente a día de hoy, aún suponiendo precios que aún están por alcanzarse.

No obstante, a la vista de los resultados obtenidos, no parece lejano el día en que pueda ser un complemento a otras fuentes de energía renovable. Se han obtenido soluciones que, con un incremento del VAN de apenas el 20% con respecto al caso de referencia, reducen las emisiones a más de un 60%, complementando a los paneles fotovoltaicos.

En cuanto sea posible la producción seriada de pilas de combustible y electrolizadores, y se pueda por tanto reducir el coste de adquisición y mejorar el rendimiento (cosa que sólo ocurre cuando el desarrollo industrial del producto se suficiente), será una tecnología con un rendimiento similar a la fotovoltaica, y podrá plantearse la posibilidad de sustituirla o complementarla en mayor medida.

- Los sistemas híbridos seguirán empleando energía de origen solar, ya que ni el empleo de generadores diesel (tecnología madura, aunque de bajo rendimiento y contaminante) ni pilas de combustible es una alternativa real. No obstante, las pilas de combustible se están posicionan adecuadamente para sustituir a los grupos electrógenos en aquellos sistemas que pueden necesitar un aporte de energía importante en períodos de baja o nula irradiación.

De hecho, la simulación del sistema híbrido completo no ha dado solución alguna que emplee generadores AC, y sin embargo, sí ha empleado pilas de combustible.

- Un aspecto que resulta necesario analizar cuando se comparan sistemas con soluciones a priori similares es el coste de la inversión inicial. Resulta claro que, para una empresa mediana, el hacer frente a un importante desembolso de dinero que no recuperará hasta pasados muchos años es un factor a tener en cuenta.

Para cada configuración, las soluciones que minimizan las emisiones tienen un ratio inversión – reducción CO<sub>2</sub> elevado. Y es que, tal y como se aprecia en varias de las curvas de soluciones, el comportamiento es generalmente asintótico: a partir de un determinado momento, la inversión que es necesario hacer para lograr menores emisiones es injustificada.

Analizando la relación inversión inicial – emisiones de CO<sub>2</sub> de las soluciones consideradas representativas, se aprecia una tendencia bastante lineal (un ajuste lineal de los datos da una correlación del 94%). Esto no es más que otro indicativo de que la única manera de reducir las emisiones es invertir en sistemas de energía renovable. La inversión inicial por kg de CO<sub>2</sub> se puede establecer en 5,9 €.

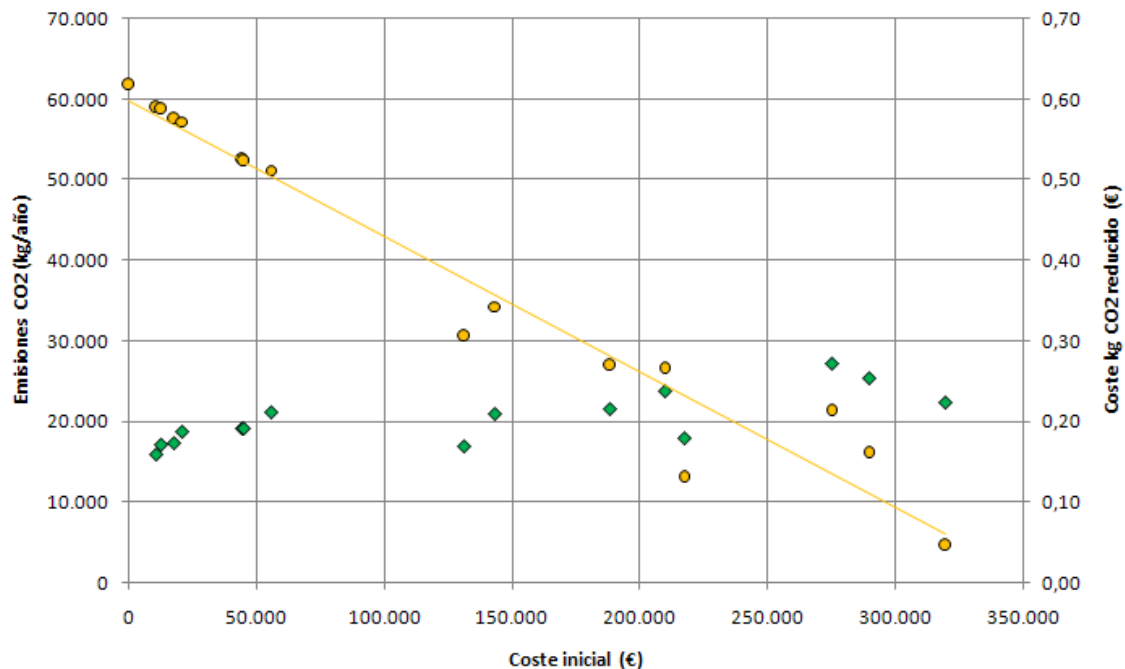


Figura 6.4. Inversión inicial y reducciones de CO<sub>2</sub>

Por lo tanto, y a la hora de definir el sistema que alimentará la instalación objeto de estudio, queda descartado el empleo de generadores AC y elementos basados en el hidrógeno como vector energético.

Las posibilidades pasan por emplear un sistema fotovoltaico sin baterías con inversores MPPT, o por el contrario un sistema de 48 Vdc con inversores convencionales en paralelo, con o sin banco de baterías. En la figura siguiente se comparan una vez más las familias de soluciones. Se tendrían las siguientes posibilidades:

- 400 Vdc e inversores MPPT: lo más lógico sería escoger la solución que minimiza el VAN, ya que supone reducir las emisiones a la mitad e incluso un ahorro a largo plazo para la empresa. Además, esta solución es la que menor inversión inicial supone (que no obstante, no dejar de ser de 130.000 €, casi 1/3 del VAN a 25 años. La reducción de emisiones que se logra en soluciones de mayor VAN no compensa el aumento de coste, ni la inversión inicial (sin ir más lejos, la solución que iguala el VAN reduce las emisiones a 20.000 kg de CO<sub>2</sub> por año, pero supone doblar la inversión inicial).
- 48 Vdc e inversores convencionales en paralelo: la solución óptima sin duda es última antes de que se produzca la primera gran discontinuidad en la familia de soluciones. No obstante, al igual que en caso anterior, la inversión inicial es muy elevada (145.000 €), dejando las emisiones en el mismo orden de magnitud (32.000 kg CO<sub>2</sub>/año).

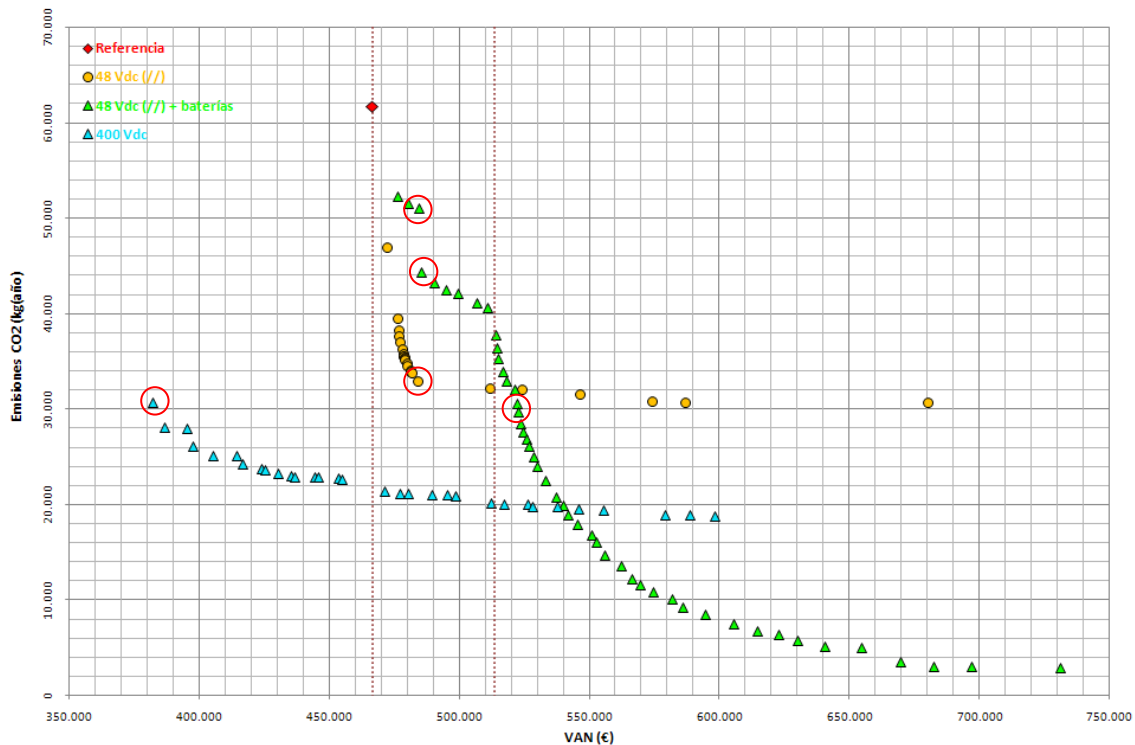


Figura 6.4. Familias de soluciones finalmente consideradas

- 48 Vdc, inversores convencionales en paralelo y banco de baterías: la primera solución candidata a ser tenida en cuenta es la tercera de las presentadas en la figura, que aunque no reduce mucho las emisiones (a 50.000 kg CO<sub>2</sub> por año), tiene un VAN apenas ligeramente superior al de referencia, y necesita de una inversión inicial no muy elevada, comparativamente hablando (47.000 €).

La siguiente solución a considerar tiene prácticamente el mismo VAN, pero reduce las emisiones a 45.000 kg de CO<sub>2</sub> al año, a costa de casi duplicar la inversión inicial necesaria (85.000 €).

La tercera solución reduce las emisiones a valores comparables a las otras dos configuraciones tratadas en puntos anteriores (32.000 kg CO<sub>2</sub>), pero la inversión también asciende a 150.000 €, por lo que no presente apenas diferencias con el caso en que no se emplean baterías. Y el VAN excede ligeramente el criterio impuesto de no aumentar en más del 10% con respecto al valor de referencia.

Atendiendo a criterio a largo plazo, la mejor solución sería la que minimiza el VAN empleando la configuración de inversores MPPT. Pese a tener una inversión inicial fuerte, esta es incluso menor que la correspondiente a las otras dos configuraciones analizadas para un mismo nivel de emisiones.



Plantearse el uso de energías renovables en el corto plazo carece de sentido, tal y como corroboran los datos obtenidos. Si se basa la decisión únicamente en la inversión inicial, se pierden las grandes ventajas de este tipo de energías. Por lo tanto, no tendría sentido tener en consideración las otras dos configuraciones, ya que a igualdad de reducción de CO<sub>2</sub> presentan valores de VAN mayores, e incluso de inversión inicial. Y las soluciones con menor inversión inicial no logran plenamente el objetivo de reducir significativamente las emisiones de dióxido de carbono.

En conclusión, la configuración que se ha determinado como óptima para alimentar la instalación industrial objeto del presente trabajo consiste en alimentar el consumo desde un inversor MPPT alimentado por paneles fotovoltaicos, sin emplear baterías u otros elementos de acumulación de energía. El patrón de consumo de la instalación favorece claramente este escenario, ya que si el consumo tendiera a ser nocturno (como ocurre en muchas instalaciones industriales de gran tamaño, con cadenas de producción automatizadas y que por tanto tienen un consumo nocturno muy importante), la situación cambiaría radicalmente.

## 6.2. DEFINICIÓN DEL SISTEMA Y PRESUPUESTO

La configuración óptima seleccionada tras el análisis de los resultados es:

- **Campo fotovoltaico:** 280 paneles (4 paneles en serie por 70 en paralelo) de 370 kWp, para una potencia total de 103,6 kWp. El modelo de panel seleccionado es TS FULL SJ 2.0, de la compañía T-Solar (fabricante español). Es un panel de silicio amorfo, por lo que la relación €/kWp es bastante favorable, 1,11 (a costa de un rendimiento ligeramente menor, y de requerir de una mayor superficie). El precio unitario es de 410,7 €, IVA incluido.

Estos paneles tienen una superficie de 5,7 m<sup>2</sup>, por lo que serían necesarios del orden de 2.200 m<sup>2</sup> para su instalación (hay que prever suficiente espaciado entre ellos para evitar pérdidas por sombreado). Sea como fuere, la instalación tiene espacio suficiente para acomodarlos, al realizarse la instalación sobre cubierta (incluyendo marquesinas de aparcamientos).

- **Inversor:** 60 kVA. Modelo GC-244 de la casa Layer Electronics, con un precio unitario de 13.453 € (IVA incluido).

Con esta configuración, el VAN asciende a **379.508 €** y las emisiones de CO<sub>2</sub> a **30.243 kg** por año (los datos difieren ligeramente de los recogidos en la tabla 6.1, aunque la configuración es la misma; las diferencias se deben a que los valores aquí recogidos se han re-calculado mediante HOGA eliminando cualquier otro elemento distinto de los anteriormente indicados; también a la aleatoriedad en el consumo). La inversión inicial, o lo que es lo mismo, el **presupuesto** de la instalación, asciende a **131.119 €** (IVA incluido), incluyendo los costes de instalación y cableado.

El reparto de costes y el balance de energía de la solución propuesta se muestran en la figura 6.4.

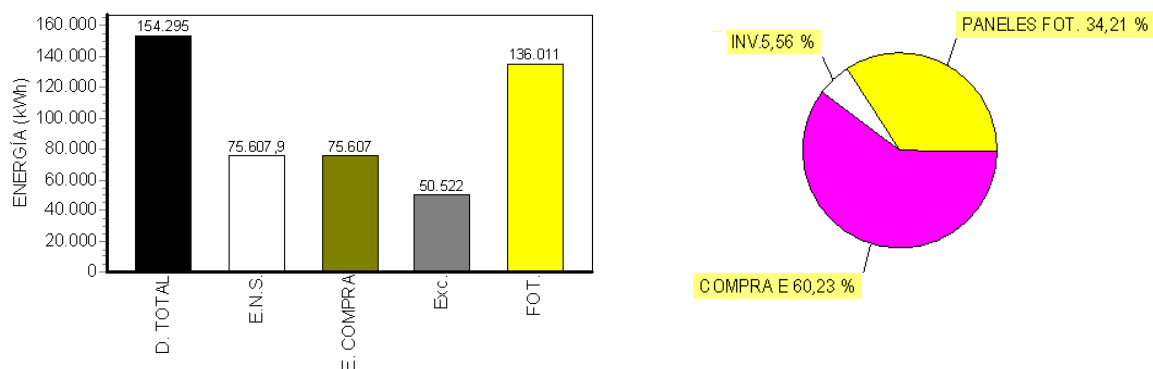


Figura 6.4. Balance de energía y reparto de costes

En la figura 6.5 se muestran los resultados de la simulación para 1 semana de baja irradiación (enero) y 1 semana de alta irradiación (agosto).

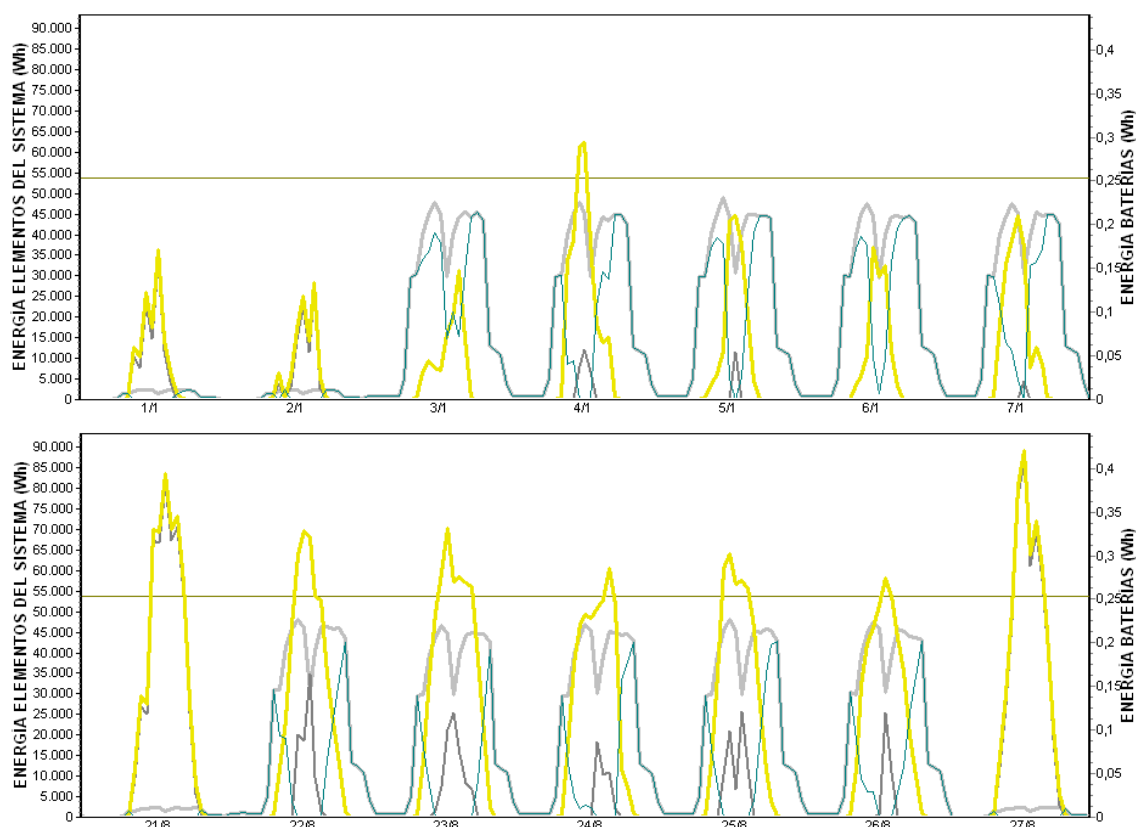


Figura 6.5. Simulación del sistema seleccionado con baja y alta irradiación

Tal y como dictaría el sentido común, el inversor óptimo es uno ligeramente superior a la potencia máxima contratada (que teóricamente, marca el máximo consumo instantáneo de la instalación). Del mismo modo, el campo fotovoltaico es capaz de generar anualmente una energía del mismo orden que la demanda total (ligeramente inferior).

Se logra así balancear el sistema, de manera que la falta de energía en meses de invierno no sea muy grande (y así se comprará a red la menor cantidad de energía posible), y que en verano haya un exceso de producción, o lo que es lo mismo, que el campo fotovoltaico esté sobredimensionado.

Ahora bien, y como último ejercicio, se estimará a continuación en cuánto podría reducirse el VAN del sistema si la energía excedente (que en este caso, sí es un ligero exceso de producción, y no la consecuencia de un sobredimensionamiento) pudiera venderse a la red al precio primado actual.

Una breve operación aritmética, y considerando que el exceso de energía asciende a 50.522 kWh/año, sitúa ese valor en 14.164 €/año, o lo que es lo mismo, en 25 años más de 354.000 €. Se podría pensar que entonces el VAN quedaría reducido casi a cero, pero hay que tener en cuenta tanto la actualización del precio de venta a red (por la inflación, ya que el software no permite otro tipo de corrección, y además, en la realidad el precio de la prima que se paga actualmente decrecerá, y tenderá a aproximarse al de compra a la red) como que en ocasiones, los paneles producen más potencia de la que puede convertir el inversor.

Realizando una nueva simulación de este escenario de compra-venta de energía se obtiene un VAN de **103.143 €** con el siguiente balance de energía:

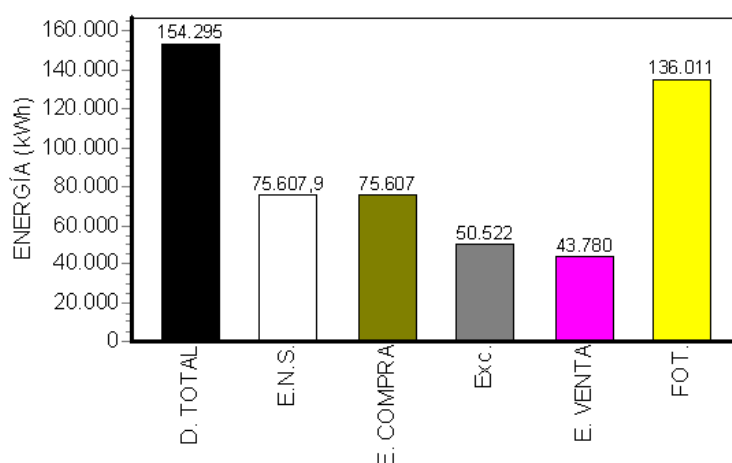


Figura 6.6. Balance de energía con venta a red del excedente

El reparto de energía pone de manifiesto al buen dimensionamiento del sistema, ya que se puede vender casi todo el excedente (lo que es indicativo del correcto dimensionamiento del campo fotovoltaico y del inversor), y se logra reducir el consumo de la red a la mitad.

En la figura 6.7 se recogen las simulaciones en meses de baja y alta insolación (de manera análoga a la figura 6.5), incluyendo la venta de energía a red. La energía de venta supera el límite fijado para el inversor porque, en el caso de la venta a la red, el factor de potencia es unitario, y por tanto, la potencia reactiva es prácticamente nula y es posible llegar a la potencia máxima del inversor (60 kVA = 60 kW), lo que no ocurre cuando se alimentan las cargas de la instalación, que no son puramente resistivas (de ahí que la máxima potencia de salida del inversor en ese caso sea de unos 55 kW).

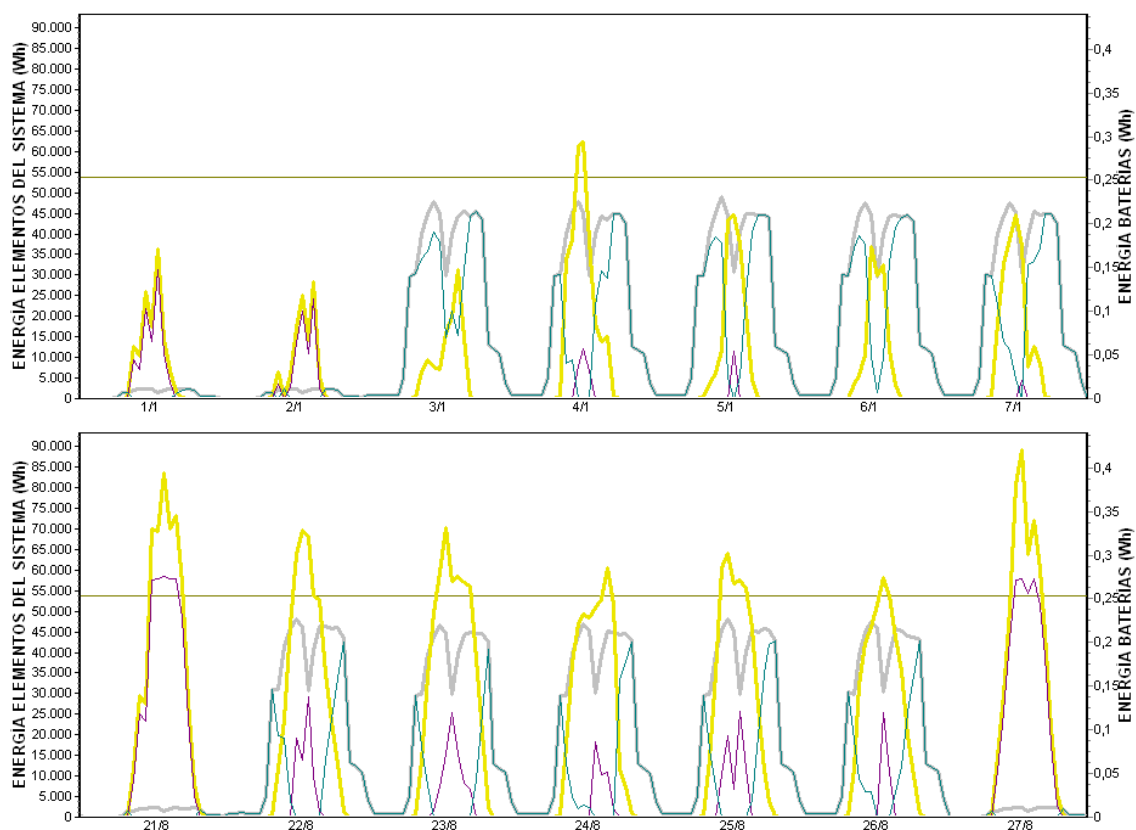


Figura 6.5. Simulación del sistema seleccionado con baja y alta irradiación

Tal y como ya se ha indicado, incluso en los meses de mayor insolación, no se produce un gran exceso de energía; sólo los fines de semana (porque no hay consumo), y en las horas centrales del día.

En un escenario de paridad con la red, en el que el precio de venta es igual o ligeramente inferior al de compra, el VAN del sistema ascendería a 250.000 € aproximadamente, muy inferior en cualquier caso al del caso de referencia.

## 7. CONCLUSIONES

Tras un estudio inicial de los principios físicos que sustentan la tecnología fotovoltaica y de las pilas de combustible/generación de hidrógeno, se ha profundizado en los fundamentos de las citadas tecnologías, a fin de conocer en detalle los inconvenientes y ventajas de las distintas opciones disponibles en cada campo de aplicación y las topologías de aplicación.

Posteriormente, se ha realizado un estudio de mercado de los distintos componentes de que podría constar la instalación objeto de estudio, con mayor énfasis en la parte fotovoltaica (tanto porque este mercado es muy amplio y con gran variedad de suministradores y opciones, como porque era previsible que una tecnología madura, como la fotovoltaica, estuviera en una mejor posición para lograr el objetivo perseguido). Este estudio se ha centrado tanto en el coste de adquisición, como en las principales características técnicas de los elementos.

Una vez sentadas las bases de partida, se han introducido los datos recopilados en el software HOGA, con el fin de encontrar la solución óptima (o la más optimizada con un tiempo de cálculo razonable) de entre todas las posibles. Para ello, ha sido necesario conocer los conceptos en los que se basa la citada herramienta y aprender su manejo.

Se han realizado más de 1.000 simulaciones (en el presente trabajo se recogen los resultados de las más relevantes), con un tiempo de computación de más de 1.500 h. En una primera etapa, se realizaron simulaciones comparativas para determinar la influencia de ciertos parámetros no optimizables (por ejemplo, la tensión de la red DC, o el número máximo de elementos en paralelo). Del mismo modo, se empleó el programa para tener una idea previa estimativa de los resultados que era previsible obtener, a fin de limitar en la medida de lo posible el número de elementos a introducir en las simulaciones y mantener así el tiempo de cálculo en valores asumibles.

Finalmente, se han analizado los resultados de las distintas configuraciones (casos) simulados, para determinar la topología óptima, y dentro de esta topología o configuración, la combinación de elementos más favorable.

Tras analizar todos los datos obtenidos, se puede concluir que **es técnica y económicamente viable complementar el consumo de instalaciones industriales con energía procedente de fuentes renovables**. En algunos casos, se puede incluso rebajar el coste a largo plazo, al reducir las necesidades de compra a red. Este aspecto siempre es conveniente, máxime en un mundo en el que la escasez de recursos naturales (y otros factores geopolíticos) impone una elevada variabilidad al coste de los combustibles fósiles, y por ello, al coste de la energía disponible en las redes de distribución masiva.

La **tecnología fotovoltaica**, que actualmente tiene un notable grado de madurez, resulta la **opción más eficiente** para este tipo de instalaciones, ya que con inversiones iniciales contenidas, e incluso de pequeña magnitud, logra reducciones (aunque no muy significativas) en las emisiones de CO<sub>2</sub> sin alterar apenas el coste a largo plazo.

El **empleo de baterías sólo resulta aconsejable si se quiere llevar la reducción de emisiones a un nivel superior**. Como contrapartida, se deberá hacer frente a unos costes de inversión inicial mayores (aunque el valor a largo plazo no se ve tan afectado).

Se ha determinado que la inversión inicial en el sistema aumenta aproximadamente 5,9 € por cada kg de CO<sub>2</sub> que se desee dejar de emitir al año.

Por otro lado, y tal y como se podía deducir del estudio del estado del arte en cuanto a tecnologías de hidrógeno y pila de combustible, **la tecnología de hidrógeno no está suficientemente madura** para ser competitiva con la fotovoltaica, al menos en aplicaciones de baja o media potencia. Aun habiendo considerado en las simulaciones importantes reducciones con respecto a los precios actuales (reducciones que es de esperar se produzcan en la realidad a corto/medio plazo), no pueden en ningún caso sustituir al sistema fotovoltaico. Tan sólo podrían complementarlo en algunos casos, y aportando una pequeña cantidad de energía, lo que en la realidad impide la aplicación práctica de estos sistemas (no hay ganancias en emisiones, y salvo que se cuente con subvenciones, tampoco en coste, y a cambio es un sistema más del que preocuparse dentro de la instalación industrial; además, suele ser necesario sobredimensionar otros sistemas para alimentar al generador de hidrógeno).

No obstante, el momento en el esta situación cambiará parece próximo, tal y como demuestran los resultados obtenidos: no hay ya mucha diferencia entre complementar el suministro de la red con una pequeña instalación fotovoltaica o con un sistema (también pequeño) de generación de hidrógeno y pila de combustible. Es más, a igualdad de coste a largo plazo, este último proporciona mayores reducciones en las emisiones de gases de efecto invernadero, con inversiones iniciales comparables.

Uno de los principales problemas reside en la energía necesaria para que el electrolizador produzca hidrógeno suficiente para alimentar la pila de combustible, que resulta muy elevada, y que hace imprescindible disponer de otras fuentes de energía renovables para tal fin (el suministro de hidrógeno externo, a día de hoy, tampoco es una alternativa, debido a su elevado coste). Aunque la energía fotovoltaica es idónea para ello, es necesario un campo fotovoltaico de gran potencia para, además de alimentar el consumo de la instalación industrial, proporcionar energía al electrolizador. Al final, y ya que es necesaria una instalación fotovoltaica, es mejor prescindir del sistema de hidrógeno.

A día de hoy existen diversas aplicaciones de pilas de combustible para generación distribuida. No obstante, estas pilas emplean directamente gas natural para obtener, mediante reformado, el hidrógeno. Además, se aprovecha parte del calor generador en el funcionamiento de la pila (de tipo SOFC normalmente) para otros usos, como generación de vapor para accionar turbinas y producir más electricidad (cogeneración), o bien para calentar agua y alimentar los sistemas de agua caliente sanitaria. Pero esta aplicación, de alta potencia (sistemas de más de 400 kVA, e incluso de varios MVA) está muy por encima de las necesidades de las instalaciones pequeñas o medianas.

La opción de **venta a red** siempre es interesante como alternativa a los sistemas de acumulación, ya que permite evacuar el excedente sin inversión adicional inicial. No obstante, dado que a día de hoy la producción de electricidad de origen solar con instalaciones en cubierta está fuertemente primada, podría dar lugar a aplicaciones “fraudulentas” (revender energía comprada a la red al doble de precio). Cuando el mercado alcance la madurez, y la energía de origen solar alcance la paridad con la red, será una opción que habrá que contemplar obligatoriamente. Pero no debe caerse en la tentación de sobredimensionar en exceso el sistema para convertirse en productor de electricidad.

En cualquier caso, para una implantación más o menos masiva de las energías renovables en el ámbito industrial, es necesario que las empresas tengan acceso a **fuentes de financiación** adecuadas, bien mediante créditos blandos, bien mediante subvenciones, o bien mediante una mezcla de ambos. Hoy en día ninguna empresa mediana está dispuesta a hacer frente a una inversión inicial de gran magnitud (que en ocasiones puede suponer la facturación de un año) sólo para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> (o lo que es lo mismo, consumir menos energía de la red eléctrica), salvo que no le cueste dinero o vea un ahorro potencia, tanto en términos económicos como de imagen.

Como **trabajo futuro** a desarrollar sobre las bases de este proyecto, se propone:

- Analizar la posibilidad de desarrollar el sistema híbrido mediante el empleo del **recurso hidráulico** como medio de almacenamiento de energía (se emplea el excedente en bombear agua de una altura a otra, almacenando dicho excedente en forma de energía potencia, que se recupera posteriormente mediante una turbina). Análogamente, emplear el **recurso eólico**, que en zonas con condiciones de viento suficientes, permiten un suministro de energía renovable continuo.
- Estudiar otros perfiles de consumo significativamente distintos, como puede ser el de industrias que por la noche tienen un consumo eléctrico importante (debido al grado de automatización, a que trabajan a 2 o 3 turnos etc.). Para estos perfiles, la solución propuesta en el presente trabajo no resultaría válida, pues el desajuste entre generación de energía y consumo sería notable, siendo necesario disponer de medios para almacenar la energía excedente.



# ANEXOS

## A.1. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La energía solar es una fuente de energía inagotable a escala humana que permite múltiples posibilidades de utilización. Las principales formas de aprovechamiento a día de hoy son: energía solar térmica, solar termoeléctrica y solar fotovoltaica.

La radiación solar global se descompone en tres componentes: directa (proviene directamente del sol), difusa (proviene de la bóveda celeste) y reflejada (por el terreno). En días totalmente despejados, la mayor parte de la radiación solar es directa; mientras que en días nublados, toda la radiación solar disponible es difusa, que toma un valor bastante más bajo. La radiación reflejada sólo toma valores apreciables en terrenos con altos índices de reflexión (por ejemplo, en superficies nevadas).

Los sistemas solares que funcionan sin concentración (captadores de baja temperatura) pueden aprovechar las tres componentes de la radiación. Por el contrario, aquellos sistemas que funcionan con concentración de la radiación solar (captadores termoeléctricos) sólo son capaces de aprovechar la radiación directa, que es la única que presenta una dirección de incidencia al provenir directamente del sol.

### A.1.1. EL EFECTO FOTOVOLTAICO: LA UNIÓN P-N

El fenómeno fotovoltaico fue descubierto en 1839 por el científico francés, Henri Becquerel. Fue en el año 1954 cuando se construyó la primera célula que aprovechase el efecto fotovoltaico con un rendimiento rentable, siendo construida por la Compañía Bell Telephone de New Jersey.

Este fenómeno físico denominado "efecto fotovoltaico" consiste básicamente en convertir la luz solar en energía eléctrica mediante el empleo de **semiconductores** (materiales eléctricos cuyos átomos disponen de electrones de valencia, en la última capa, algo más ligados al núcleo que en caso de los conductores, de manera que basta una pequeña cantidad de energía para que se comporten igual que materiales conductores, liberando sus electrones más externos).

El efecto fotovoltaico por tanto consiste en la transformación de la energía que aportan los fotones de luz incidentes sobre materiales semiconductores (tratados de forma conveniente) en energía eléctrica capaz de impulsar los electrones despedidos a través de un circuito exterior, realizando un trabajo útil. El tratamiento especial del semiconductor, sobre el que se darán detalles adicionales más adelante, en este mismo apartado, es necesario, ya que si no se realiza, la energía que cede el fotón a los electrones de dicho material se destina a transformarse en calor inútil, después de algunos choques del electrón en su movimiento a través de la red atómica.

La materia está compuesta por átomos, los cuales a su vez están formados por dos partes bien diferenciadas: el núcleo, dotado de carga eléctrica positiva y los electrones, que giran alrededor del núcleo en diferentes bandas de energía, con carga negativa que compensa a la del núcleo. Este conjunto, en condiciones normales, se mantiene estable y es eléctricamente neutro.

A los electrones de la última capa se les ha dado el nombre de **electrones de valencia** y tienen la característica de poder relacionarse con otros similares, formando una red cristalina. En base al comportamiento de los electrones de esta última capa, se puede hacer una división de los materiales eléctricos en: conductores (conducen electricidad en su estado normal), semiconductores (conducen electricidad bajo ciertas condiciones de aporte de energía externa) y aislantes (no conducen electricidad).

Cuando un fotón choca contra un material semiconductor (por ejemplo, silicio), pueden pasar tres cosas:

- El fotón atraviesa el semiconductor y sigue su camino. Esto ocurre cuando la energía del fotón es menor que la energía que liga a los electrones de la última capa con su núcleo.
- El fotón es reflejado por la superficie del semiconductor. En este caso, la energía del fotón es mayor que la del enlace.
- El fotón es absorbido por el semiconductor. Esto ocurre cuando la energía del fotón es similar a la energía que liga a los electrones de valencia con el núcleo.

En este último caso, el fotón cede su energía al electrón y puede romper el enlace que le vincula al núcleo, quedando este libre para circular por el semiconductor. El lugar dejado por el electrón se llama hueco y tiene carga positiva (igual a la del electrón pero de distinto signo). Estos huecos también se desplazan, ya que el electrón liberado es susceptible de caer en un hueco próximo. Este fenómeno de que un electrón ocupe la posición dejada por otro, se conoce con el nombre de recombinación.

Cuando la luz solar bombardea con fotones la superficie de un semiconductor, los pares de electrones-huecos creados se desplazan hacia zonas no iluminadas donde se re combinan y estabilizan al perder actividad. Sin embargo al moverse ambos en la misma dirección, no se produce corriente eléctrica. Para que se produzca una corriente eléctrica es necesario que los electrones-huecos se muevan en direcciones opuestas. Esto se puede conseguir creando un campo eléctrico en el interior del semiconductor.

Existen varias formas de crear un campo eléctrico en el interior de un semiconductor, casi todas ellas se basan en el potencial de contacto y la afinidad que ciertos materiales tienen por los electrones. En las células solares, tal y como se indicará más adelante, lo que se suele hacer es unir dos regiones de silicio que han sido tratadas químicamente de forma

diferente. Una de las regiones, la denominada **N** ha sido dopada, impurificada con **fósforo**. El fósforo tiene 5 electrones de valencia, uno más que el silicio, de modo que esta región muestra una afinidad por los electrones menor que el silicio. La otra región, denominada **P**, ha sido dopada con **boro**. El boro tiene sólo tres electrones de valencia, por lo que su afinidad para captar electrones es mayor que la del silicio puro.

Si unimos estas dos regiones por medio de materiales conductores, la **unión P-N** así formada presenta una diferencia de potencial que hace que los electrones liberados vayan hacia la zona N y los huecos hacia la zona P, produciéndose una corriente eléctrica. Por este motivo, la zona más cercana a la frontera se quedará con carga negativa en el semiconductor P y con carga positiva en el N. En la unión, el campo eléctrico, gracias al paso de las cargas, crea una barrera de potencial que no deja que el proceso siga indefinidamente.

Si penetra luz y los fotones comunican la suficiente energía a los electrones P del semiconductor, algunos electrones atravesarán la barrera de potencial y serán expulsados del semiconductor con la ayuda de un circuito exterior, produciendo una corriente eléctrica. Dichos electrones, tras recorrer el circuito externo, vuelven a entrar en el semiconductor por la otra cara.

Es decir, los electrones que hay en exceso en el semiconductor N, debido al defecto que hay en el semiconductor P, tienden a difundirse en la superficie común de separación o frontera. Cada semiconductor es un cuerpo neutro, por lo que esta difusión de electrones y huecos para que N se cargue con carga positiva y el P con negativa crea una diferencia de potencial de alguna décima de voltio. La carga eléctrica neta del cristal sigue siendo cero, ya que cada átomo tiene el mismo número de protones que de electrones, por lo que se equilibran sus cargas. Los nombres positivo y negativo se refieren a la carga que queda libre en la red cristalina y no a un estado descompensado eléctricamente.

El semiconductor no almacena energía eléctrica como una batería, sino que la genera transformando la energía radiante cuando ésta incide sobre él.

### A.1.2. CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Las primeras celdas solares estaban elaboradas a base de selenio, y fueron desarrolladas en 1880. Sin embargo, no fue sino hasta 1950 que se desarrollaron las celdas de silicio mono cristalino que actualmente dominan la industria fotovoltaica. En 1956, Loferski publicó unas tablas de rendimiento de conversión fotovoltaica para todo tipo de material semiconductor, siendo a principios de los años 70 cuando se obtuvieron en los laboratorios unos rendimientos en torno al 20 %, trabajando con células mono cristalinas de arseniuro de galio (GaAs). Si estas células se fabrican a escala industrial, su rendimiento es algo menor de los resultados obtenidos en laboratorio. Pero también se han realizado muchos

experimentos con células de dos capas: una de sulfuro de cadmio (CdS) y otra de sulfuro de cobre (I) (Cu<sub>2</sub>S), las cuales tienen la ventaja de utilizar muy poco material activo y tener un proceso de fabricación más sencillo, pero tiene unos rendimientos muy bajos para utilizarse a escala industrial.

La comercialización de las células solares fotovoltaicas comenzó con las de silicio mono cristalino, y que todavía tienen el primer puesto, en cuanto a ventas se refiere en el mercado. Con el tiempo, aparecieron las compuestas por material poli cristalino, que tienen menor rendimiento y una fabricación más económica, presentando la ventaja de poder ser fabricadas con forma cuadrada y así aprovechar casi totalmente el área rectangular que presenta el panel solar. El tamaño de una célula oscila entre unos pocos centímetros cuadrados hasta 100 cm<sup>2</sup> o más, variando su forma desde la circular hasta la cuadrada o una forma derivada de las dos formas anteriores.

Hoy en día, cada vez se comercializan más células de silicio amorfo sobre todo para dispositivos de baja potencia, como relojes, calculadoras, radios portátiles. Como última novedad, destacar que han aparecido tecnologías más sofisticadas, como pueden ser las películas delgadas de semiconductores, o las combinaciones de varios semiconductores para optimizar la respuesta a la acción solar.

Las células actuales más extendidas están elaboradas a base de silicio (uno de los elementos más abundantes en la naturaleza, componente principal de la arena), con adición de impurezas de fósforo y boro, para lograr uniones P-N. Las primeras celdas de este tipo tenían una eficiencia de conversión de solo 1%; ya para 1954 se había logrado incrementar la eficiencia al 6% en condiciones normales de operación, mientras en el laboratorio se lograron eficiencias cercanas a 15%. Desde entonces hasta nuestros días la eficiencia en las células no ha mejorado notablemente.

La Física Cuántica da como eficiencia máxima teórica a la célula de silicio un valor en torno al 23 % (cercano al del laboratorio) aunque, las células comerciales de silicio mono cristalino fabricadas mediante procesos industriales rara vez superan el 16 %; el rendimiento típico de las células de silicio poli cristalino está en el 14%, y para las células de silicio amorfo, baja al 6%. Para otros materiales, el rendimiento es menor, pudiéndose aumentar con la ayuda de concentradores para elevar la radiación incidente. En el futuro se llegarán a valores similares a los máximos teóricos obtenidos en el laboratorio; no obstante, sólo una pequeña parte de la energía incidente se podrá convertir en energía eléctrica, al contrario que en los procesos térmicos directos, en los que los colectores térmicos suelen trabajar con rendimientos del 80 %, dato que pone la primera limitación a la potencia eléctrica que se puede obtener.

Las células fotovoltaicas suministran un voltaje proporcional a la intensidad incidente, aunque no son capaces de aprovechar todas las longitudes de onda que les llegan. Según la sustancia (tipo de semiconductor), tendrá una u otra efectividad. La respuesta espectral da una indicación de la eficiencia de la conversión de energía luminosa a energía eléctrica de un determinado dispositivo fotovoltaico a una determinada frecuencia luminosa incidente. Como la luz solar está formada por una mezcla de fotones de frecuencias diferentes dentro de un amplio rango, la eficiencia de conversión será la conjunción de la respuesta espectral para cada frecuencia, dando un resultado global para cada material utilizado.

En una célula de silicio mono cristalina la eficiencia de conversión es relevante para longitudes de onda comprendidas entre 350 y 1.100 nanómetros, con un máximo situado sobre los 800 nanómetros.

Los materiales para la fabricación de células fotovoltaicas son:

- **Silicio Mono cristalino:** de rendimiento energético hasta 15 - 17% (más empleado). Presentan una estructura cristalina ordenada y un color azulado oscuro, con un cierto brillo metálico.

El procedimiento de fabricación más extendido es el método Czochralski o Cz, en el que se parte de la sílice de silicio excepcionalmente puro, la cual se funde en un crisol con una pequeña proporción de boro, hasta que se forma una masa a 1.400°C. Cuando toda la mezcla está en estado líquido, se introduce una varilla en cuyo extremo hay un cristal germen de silicio, sobre el cual se irán depositando progresivamente nuevos átomos del material procedentes del líquido, quedando perfectamente ordenados según la estructura del cristal.

Se obtiene un mono cristal cilíndrico de tamaño suficiente que se cortará cuando se enfríe en obleas circulares extrafinas (o de forma cuadrada) de 3 décimas de milímetro de grosor, las cuales serán tratadas químicamente en su superficie. Dichas obleas son un producto semielaborado que se suele exportar para completar el proceso. Este proceso se realiza para crear una unión P-N, introduciendo la oblea de silicio dopado con boro en los hornos adecuados para este procedimiento, donde se van a difundir ciertas cantidades de átomos de fósforo, que se depositaran en una cara para alcanzar cierta profundidad.

A las células se les da un tratamiento anti reflectante, para conseguir formar estructuras piramidales miniaturizadas en la superficie que va a recibir la radiación, de tal forma que el rayo reflejado, antes de que se pierda, tenga muchas posibilidades de volver a incidir.

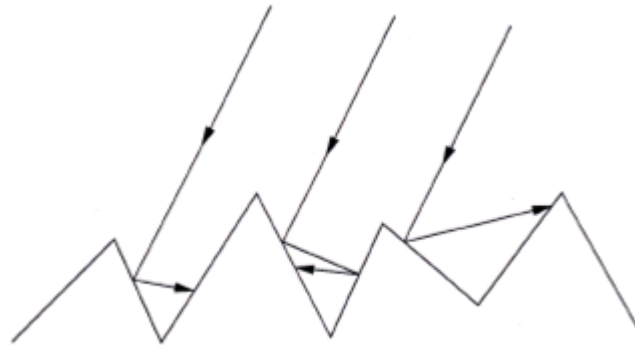


Figura A.1.1. Tratamiento anti reflectante

Una vez realizados estos pasos, se aplican los contactos adecuados, para que los electrones salgan y entren a la célula de una forma fácil; esto se logra mediante procesos químicos o electro-químicos, encaminados a insertar una rejilla formada por una aleación conductora de buena calidad y con la geometría necesaria para la recolección de los electrones, tratando además de tapar la mínima superficie posible de la célula.

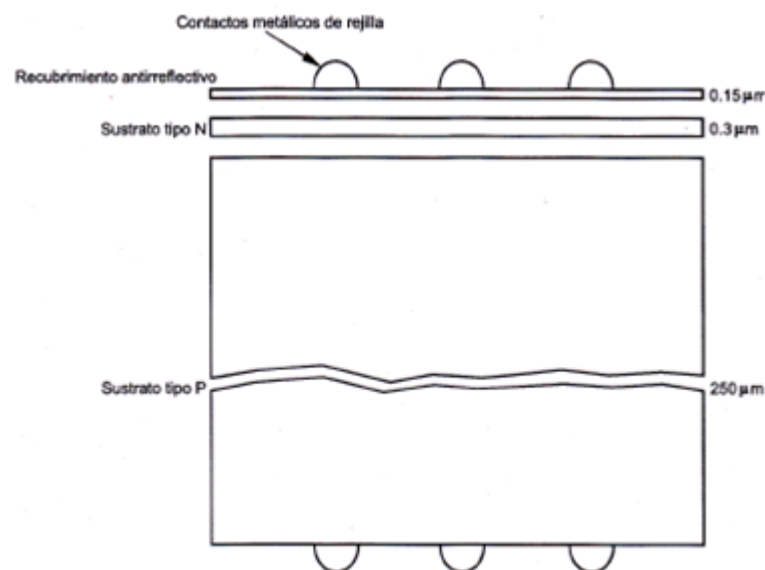


Figura A.1.2. Estructura de una célula fotovoltaica

Cabe señalar que, a nivel de célula, ya se producen una serie de pérdidas que son inevitables, y que condicionan el rendimiento:

- Pérdidas por reflexión (incidencia de los fotones en la rejilla metálica)
- Pérdida por efecto Joule (se disipa energía en forma de calor).





Figura A.1.3. Módulo de silicio mono cristalino

- **Silicio Poli cristalino:** de rendimiento energético hasta 12 - 14 %. Las células poli cristalinas se fabrican de manera similar a las mono cristalinas, pero variando las direcciones de alineación periódicamente durante el proceso de deposición en la varilla germen. Tal y como ya se ha indicado, este tipo de células tienen un coste menor, aunque también un menor rendimiento.



Figura A.1.4. Módulo de silicio poli cristalino

- **Silicio Amorfo:** con rendimiento energético menor del 10% (el más típico es el 8%). Se trata de un compuesto de silicio hidrogenado. No existe estructura cristalina ordenada, y el silicio se ha depositado sobre un soporte transparente en forma de una capa fina. Presentan un color marrón y gris oscuro. Típicamente se han venido empleando en pequeños dispositivos electrónicos y paneles portátiles.

Las células de capa fina presentan un grosor típico de material semiconductor de entre 1 o 2  $\mu\text{m}$ ; posteriormente se deposita en un sustrato, formando un modulo continuo en el que no son necesarias interconexiones interiores.

Algunas de estas películas tienen la peculiaridad de que algunos de los fotones que llegan a estas superficies extrafinas no aportan su energía a los electrones que en ella se encuentran, ya que atraviesan la película como si atravesaran un cristal, y esto implica la construcción de elementos casi transparentes que se utilizan en ventanales, vidrieras...

Los paneles que emplean células de silicio amorfo son más efectivos en términos de coste. Se ha estimado que este tipo de panel puede dar hasta un 30% más de energía en climas soleados, con respecto a los paneles de silicio cristalino. Y es que los paneles de silicio amorfo suelen generar una potencia similar a la nominal durante la mayor parte de su tiempo de funcionamiento, mientras que los paneles de silicio cristalino generan la potencia nominal en condiciones muy concretas.

También presentan menor degradación con el paso del tiempo. Durante las primeras semanas de funcionamiento, un panel de silicio amorfo suele dar una potencia hasta un 30% superior a la nominal. Sobre un período de 10 años, y con respecto al momento en el que la potencia entregada por el panel es la nominal, la pérdida de rendimiento es del orden de la mitad que un panel equivalente de silicio cristalino.

Estos paneles suelen ser mayores que los de silicio cristalino (en términos de superficie ocupada), pero en condiciones de servicio pueden proporcionar más energía a lo largo del año por unidad de superficie. En la siguiente tabla se muestran las ventajas de los paneles que emplean células de silicio amorfo respecto a los de silicio cristalino.

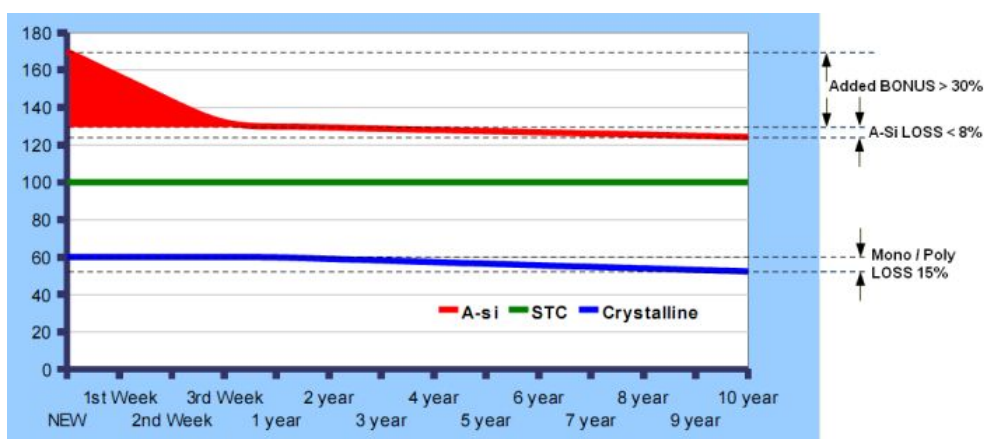


Figura A.1.5. Deterioro con el tiempo de paneles

Condiciones de ensayo	Condiciones reales de operación	Tipo de panel	
Condiciones bajo las cuales se obtiene la potencia nominal $W_p$ en laboratorio	Condiciones de funcionamiento reales.	Silicio amorfo Película delgada	Silicio cristalino (mono/poli)
Laboratorio con a.a. Temp. en la superficie del panel reducida a 25°C.	El sol incide sobre la superficie del panel, elevando la temperatura media a 60°C.	Entrega toda la potencia sin pérdidas por calor. Entre 130 y 160% de la potencia nominal.	Mayor pérdida de tensión con la temperatura (los paneles de silicio cristalino tienen pérdidas por temperaturas superiores a 25°C). A 60°C, pérdidas del orden del 30%.
Simulador del sol perpendicular al panel.	El sol se mueve por el firmamento unos 15° por hora aproximadamente.	El panel entrega toda la potencia durante un período de 4 horas. Alta entrega de potencia para ángulos inferiores.	La potencia entregada disminuye proporcionalmente al ángulo que forma el sol con el panel.
Sólo se simula la luz directa.	Existe luz difusa o reflejada (polución, polvo, condiciones climatológicas etc.).	Alto aprovechamiento de la luz difusa o reflejada.	Baja entrega de potencia en condiciones de luz difusa.
No se produce sombreado del panel.	Otros elementos proyectan sombras (edificios, árboles, postes telefónicos, pájaros, hojas etc.).	Las pérdidas de potencia son proporcionales a la superficie sombreada (7% cubierto implica una pérdida del 7%).	Células fotovoltaicas conectadas en serie para formar el panel. Si una celda en la cadena se ve bloqueada, la cadena no produce energía. Pérdidas del 100% con sombreados del orden del 7%.

Tabla A.1.1. Comparación paneles silicio y cristalino y silicio amorfo

- **Otros materiales:** Arseniuro de galio, diseleniuro de indio y cobre CIS, telurio de cadmio CdTe (películas delgadas de semiconductores multicapa, que pueden alcanzar rendimientos teóricos de hasta el 30%). Se emplean para aplicaciones muy específicas y de alto rendimiento (vehículos espaciales, satélites, en los que se combinan distintos tipos de semiconductores para optimizar la respuesta a la radiación solar). El Arseniuro de Galio presente el mayor rendimiento. También se está avanzando en los llamados paneles de "triple unión" (GaAs, Ge y  $\text{CaInP}_2$ , con el que se están obteniendo rendimientos en laboratorio del 39%).

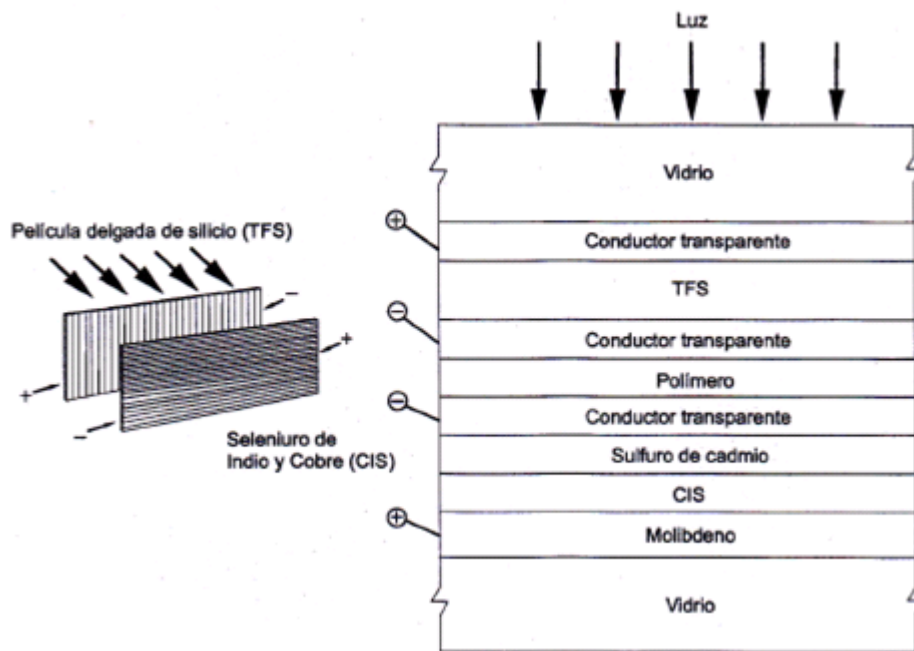


Figura A.1.6. Esquema de una unión TFS CIS (película delgada)

### A.1.3. MÓDULOS O PANELES FOTOVOLTAICOS

Una célula fotovoltaica tan solo es capaz de proporcionar medio voltio, si dicha célula es de silicio, y va a generar una potencia que oscile entre uno y dos vatios. Si se quieren obtener mayores tensiones, se deben conectar varias células en serie, para, posteriormente, protegerlas de los agentes externos y construir el panel solar o modulo fotovoltaico. Estas conexiones en serie se realizan soldando el dorso de una célula a la cara frontal de la célula de al lado. De esta forma, un panel típico de 12 V consta de un número de células comprendido entre 30 y 40.

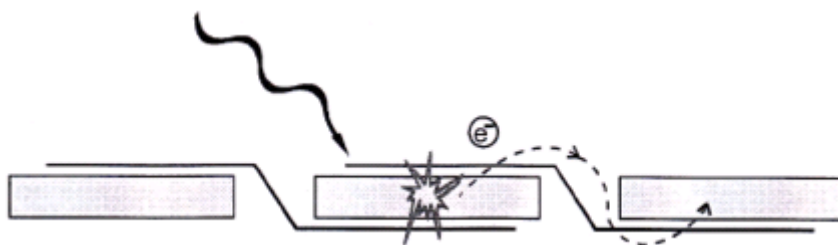


Figura A.1.7. Conexión en serie de células fotovoltaicas

Una vez realizadas las conexiones, se ensamblan dentro de una estructura tipo sándwich, que consta de una lámina de vidrio templado y otra de material orgánico, como por ejemplo de etilen-vinilo; después, estarán las células, luego otra capa de material orgánico y, por último, una o varias láminas de polímeros u otros cristales. Finalmente, todo el conjunto se sella al vacío en un horno especial, y se recubre de neopreno para proteger las partes metálicas que forman el soporte del panel.

La potencia pico generado por un panel (entendiendo como tal la correspondiente a unas condiciones de radiación de  $1000 \text{ W/m}^2$ , a  $25^\circ\text{C}$ ) puede ser de más de  $200 \text{ Wp}$ . Según tecnologías, un metro cuadrado de panel puede proporcionar del orden de 60 a  $200 \text{ Wp}$ .

### A.1.3.1. Estructura de un panel

Un panel solar tiene forma cuadrada o rectangular, generalmente con un área de entre  $0,1$  y  $1,5 \text{ m}^2$ , con un grosor de  $3 \text{ cm}$ , si exceptuamos el marco que lo rodea. Además tiene una ligereza especial; un panel grande suele pesar entre  $6$  y  $7 \text{ Kg.}$ , y tienen la capacidad de deformarse para adaptarse a los esfuerzos mecánicos.

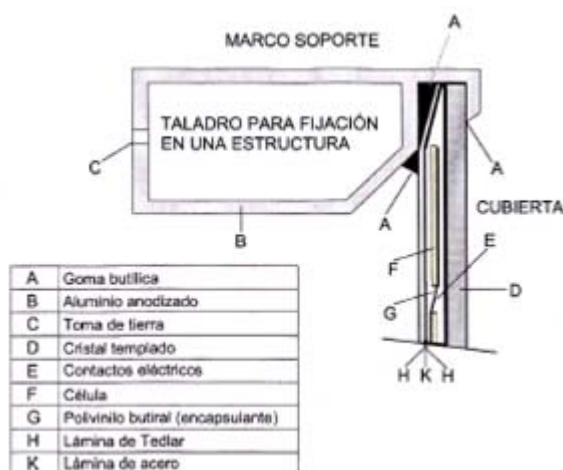


Figura A.1.8. Estructura de un panel solar

Los módulos suelen tener la siguiente estructura:

- **Cubierta frontal:** de elevada transmisión en el rango de longitudes de onda que puedan ser aprovechadas por una célula solar fotovoltaica ( $350$  a  $1200 \text{ nm}$  en caso de células de silicio), y una baja reflexión de la superficie frontal, para aprovechar al máximo la energía solar incidente. Además, el material ha de ser impermeable al agua, deberá tener una buena resistencia al impacto, deberá ser estable a la exposición prolongada de rayos UV y contará con una baja resistividad térmica. Si se diera el caso de que penetrara agua en el interior del módulo, ésta corroería los contactos metálicos contribuyendo a reducir drásticamente la vida útil del módulo.

En la mayoría de los módulos la superficie frontal se utiliza para dar rigidez y dureza mecánica al mismo.

Entre los materiales para la superficie frontal más empleados podemos encontrar acrílicos, polímeros y cristal. El más empleado suele ser el cristal templado con bajo contenido en hierro por sus características de bajo coste, elevada transparencia y estabilidad, impermeabilidad al agua y los gases y buenas propiedades de auto limpiado.

- **Encapsulante:** para lograr adhesión entre las células solares, la superficie frontal y la posterior del módulo. Deberá ser impermeable al agua y resistente a la fatiga térmica y la abrasión. El más utilizado es el EVA (etilen-vinil-acetato).
- **Cubierta posterior:** impermeable y con baja resistencia térmica. Normalmente se utiliza una película de Tedlar adosada en toda la superficie del módulo, aunque también existen modelos que emplean una nueva capa de Tedlar y un segundo vidrio.
- **Cintas de interconexión eléctrica:** suelen ser de aluminio o acero inoxidable, y se sueldan de forma redundante, con dos conductores paralelos para aumentar la recolección de portadores en ambas caras de la célula.
- Los bordes del bloque así laminado se protegen de la posible exfoliación con una **junta de neopreno**, y todo el conjunto va incrustado en un **marco de aluminio** adherido normalmente con silicona, que le proporciona resistencia mecánica y está preparado para permitir su instalación y ensamblaje en cualquier estructura.
- Se incorpora también una **caja de conexiones externa** (normalmente adherida con silicona a la parte posterior) que cuenta con dos bornes de salida positiva y negativa, para permitir el conexionado de módulos. Tienen cierre hermético y resistente a la intemperie para proteger las conexiones del módulo, y en algunos casos lleva incorporados diodos de protección.

El mercado ofrece diferentes tipos de módulos. El más característico está constituido por entre 30 y 36 células solares de silicio cristalino, todas de igual tamaño, asociadas en serie y encapsuladas con un polímero denominado EVA (Etilén-Vinil-Acetato), vidrio en la parte frontal y con otro polímero denominado Tedlar (fluoruro de polivinilo) en la parte posterior. Presenta dos bornes de salida, positiva y negativa y, a veces, alguna intermedia para permitir la instalación de diodos de protección o de by-pass (estos diodos se colocan en paralelo con grupos de células con el objetivo de evitar la formación de "puntos calientes", que se originan cuando hay sombra sobre una o un grupo de células del panel; en este caso, las células en sombra consumirían la energía que producen el resto, calentándose).



El tiempo de vida de los módulos, en condiciones normales de operación, puede ser superior a 30 años y viene determinado por la duración del encapsulado que debe ser impermeable al agua y resistir la fatiga térmica y la abrasión.

Los requisitos de que debe cumplir un panel están recogidos en euronormas armonizadas. Básicamente:

- Debe ser capaz de funcionar de manera repetida entre  $-40^{\circ}\text{C}$  y  $90^{\circ}\text{C}$
- Debe soportar congelación y humedad extrema
- Resistencia frente a viento
- Resistencia mecánica adecuada a torsión y flexión
- Resistencia frente a impactos (ensayo balístico, simulando granizo)
- Debe soportar una diferencia de potencial de 3.000 voltios entre las células, el marco y soporte
- Resistencia a la corrosión en atmósfera salina.
- Para aplicaciones especiales, se somete a los paneles a comprobaciones adicionales para verificar su resistencia en entornos vibratorios, caídas.

#### A.1.3.2. Características eléctricas: curva característica

La representación estándar de un dispositivo fotovoltaico es la característica corriente-tensión. La curva representa las posibles combinaciones de corriente y voltaje para un dispositivo fotovoltaico bajo unas condiciones ambientales determinadas (radiación solar incidente y temperatura ambiente). El punto en concreto de corriente y voltaje en el que el dispositivo fotovoltaico trabajará vendrá determinado por la carga a la que esté conectado.

En la figura A.1.9, A es un punto cualquiera de la curva I-V, en el que el panel generará una potencia igual al producto  $I \cdot V$  (área del rectángulo entre el origen y el punto A). Si muevo A hacia la derecha, I disminuye, y, por lo tanto, también lo hace el área antes descrita. Si por el contrario se mueve A hacia la izquierda, llegara un momento en que el área también disminuiré, ya que también v disminuye. Al punto B, en donde el área sea máxima, se le llamará el **punto de máxima potencia**.

Distintos tipos de paneles (con distinto número de células, o tecnología de fabricación de las mismas) presentan distintas curvas, siendo necesario elegir el más adecuado a la aplicación prevista (si se necesita 12 V para cargar una batería, no se puede elegir un panel que proporcione menos de 13-14 V).



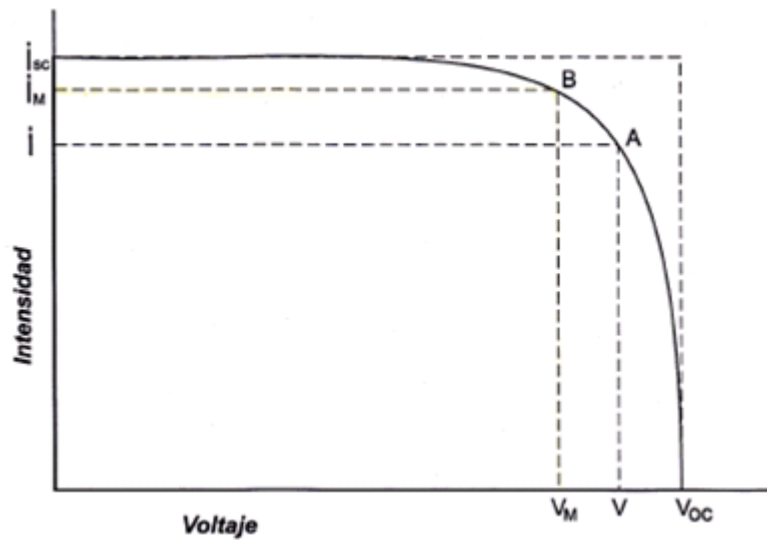


Figura A.1.9. Curva característica de un módulo fotovoltaico

Evidentemente, la curva característica depende de la intensidad incidente. La intensidad eléctrica será proporcional a la intensidad incidente, y aunque el voltaje también variara respecto a este elemento, lo hará de forma exponencial. Por ello, la potencia generada también depende de manera no línea de la radiación.

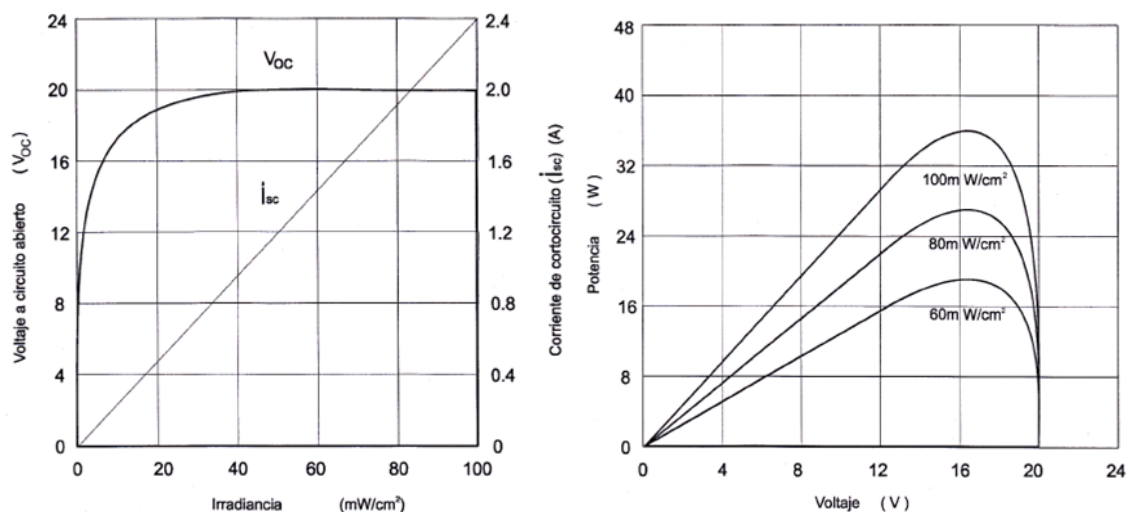


Figura A.1.10. Variación de Isc, Voc y potencia con la irradiancia

Los principales parámetros de la característica I-V son:

- **Corriente de cortocircuito ( $I_{cc}$  notación española,  $I_{sc}$  notación internacional):** máxima corriente que producirá el dispositivo bajo unas condiciones definidas de iluminación y temperatura, correspondientes a un voltaje igual a cero.
- **Voltaje de circuito abierto ( $V_{ca}$  notación española,  $V_{oc}$  notación internacional):** máximo voltaje del dispositivo bajo unas condiciones definidas de iluminación y temperatura, correspondientes a una corriente igual a cero.
- **Potencia máxima ( $P_{max}$ ):** máxima potencia que producirá el dispositivo en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.
- **Corriente en el punto de máxima potencia ( $I_{pmp}$ ):** corriente para  $P_{max}$  en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.
- **Voltaje en el punto de máxima potencia ( $V_{pmp}$ ):** voltaje para  $P_{max}$  en unas condiciones determinadas de iluminación y temperatura.
- **Factor de forma (FF):** cociente entre  $P_{max}$  y el producto de  $I_{sc}$  x  $V_{oc}$ . Puede venir expresado en tanto por ciento o tanto por 1, siendo el valor 100% el que corresponderá a un hipotético "perfil de cuadrado", no real. Da idea de la calidad del dispositivo fotovoltaico, siendo éste tanto mejor cuánto más alto sea su factor de forma.

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{oc} \cdot I_{sc}}$$

En la figura anterior, el factor de forma es el cociente del área del rectángulo formado por origen-B y el exterior a la curva de lados  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$ .

Como ya se ha indicado, las células dentro del módulo fotovoltaico se asocian en serie, con el fin de obtener unos valores de voltaje más apropiados para su conexión a distintas cargas o a una batería (el voltaje de una célula estándar suele ser de unos 0,5V). El voltaje total del módulo dependerá, por tanto, del número de células asociadas en serie. Por el contrario, la corriente que podemos obtener del módulo fotovoltaico va a depender básicamente del tipo y tamaño de células (suponiendo que no haya células conectadas en paralelo en el interior del módulo).

La curva característica corriente-tensión de una célula fotovoltaica puede describirse con suficiente precisión por la ecuación:



$$I = I_l - I_0 \left( \exp\left(\frac{V + IR_s}{mv_t}\right) - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_p}$$

donde:

- $I_l$  es la corriente foto generada
- $I_0$  es la corriente inversa de saturación del diodo
- $v_t$  es el voltaje térmico ( $v_t = KT/e$ , siendo K la constante de Boltzman, T la temperatura en grados Kelvin y e la carga del electrón)
- m es el factor de idealidad del diodo
- $R_s$  es la resistencia serie
- $R_p$  la resistencia paralelo.

Para el caso de un módulo FV, su característica eléctrica dependerá del número de células en serie y paralelo que posea. Si se supone que todas las células constituyentes de un módulo fueran iguales, la corriente generada por el módulo sería igual a la corriente de la célula multiplicada por el número de células en paralelo, y el voltaje sería igual al voltaje de la célula multiplicado por el número de células en serie:

$$I_{\text{mod}} = I_c * N_p$$

$$V_{\text{mod}} = V_c * N_s$$

donde  $N_p$  y  $N_s$  son respectivamente el número de células en paralelo y en serie que contiene el módulo, tal y como se ilustra en la siguiente figura:

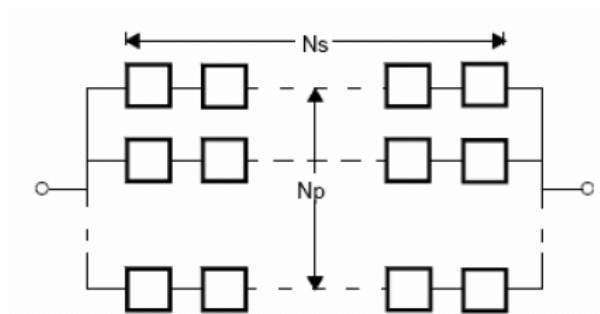


Figura A.1.11. Conexión de células en un módulo

Si se combinan las ecuaciones anteriores se obtendría, para la curva característica de un módulo fotovoltaico formado por células iguales y con relación a los parámetros de la célula:

$$I = Np * (I_l - I_0 (\exp(\frac{V/N_s + IR_s/N_p}{mv_t}) - 1) - \frac{V/N_s + IR_s/N_p}{R_p})$$

Esta ecuación muestra el mismo comportamiento que la característica I-V de una célula, y de hecho en la práctica, cuando se habla de la ecuación característica y los parámetros fundamentales de un módulo fotovoltaico, no se suele hacer referencia a su relación con la célula solar sino que se escribe la ecuación de una célula con todos los parámetros característicos ( $I_l$ ,  $I_0$ ,  $m$ ,  $R_s$ ,  $R_p$ ) del módulo.

La siguiente figura muestra un ejemplo de la curva característica de un módulo FV partiendo de la misma célula y con diferentes configuraciones serie paralelo. Los parámetros significativos de esta curva son los mismos que se empleaban para el caso de células, es decir,  $I_{sc}$  es la corriente de cortocircuito,  $V_{oc}$  es la tensión de circuito abierto,  $V_{pmp}$  e  $I_{pmp}$  son los valores de voltaje de y corriente correspondientes al punto de máxima potencia  $P_{max}$ , y FF es el "Fill factor" o "Factor de forma":

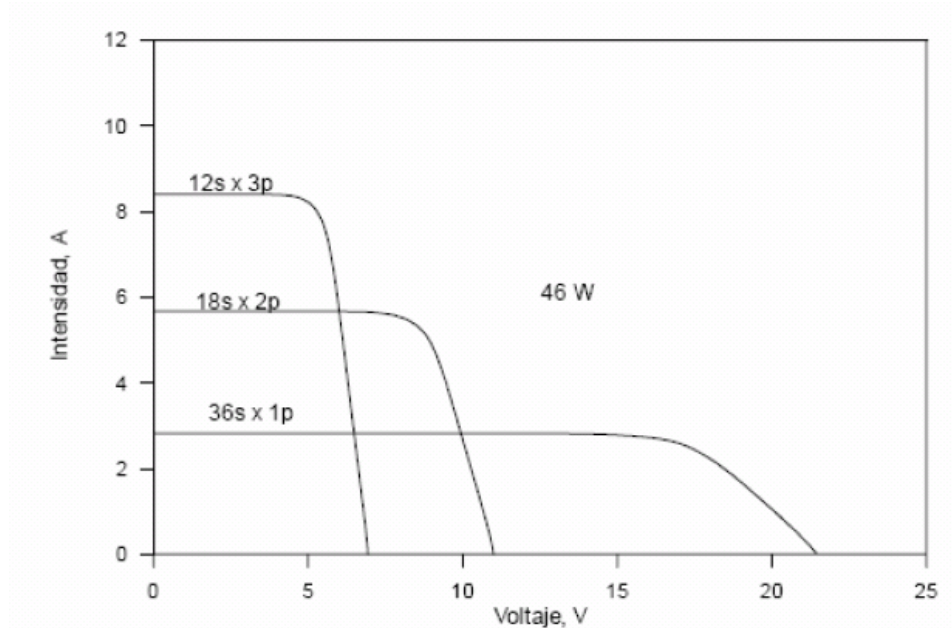


Figura A.1.12. Curvas características

Configuración	Isc (A)	Voc (V)	Pmax (W)	Vpmp (V)	Ipmp (A)
36 serie	2,8	21,6	46	17,7	2,6
18 serie x 2 paralelo	5,6	10,8	46	8,8	5,1
13 serie x 3 paralelo	8,5	7,2	46	5,9	7,7

Tabla A.1.2. Parámetros característicos

La curva característica corriente tensión del generador fotovoltaico se ve afectada por factores ambientales tales como la intensidad de iluminación (irradiancia), la temperatura y la distribución espectral de la luz.

- **Efecto de la Intensidad de Iluminación (Irradiancia):** en general la irradiancia afecta principalmente a la corriente, de forma que se puede considerar que la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico es proporcional a la irradiancia:

$$I_{sc}(E_2) = I_{sc}(E_1) \cdot \frac{E_2}{E_1}$$

Donde:  $I_{sc}(E_2)$  es la corriente de cortocircuito para un nivel de irradiancia  $E_2$  e  $I_{sc}(E_1)$  es la corriente de cortocircuito para un nivel de irradiancia  $E_1$

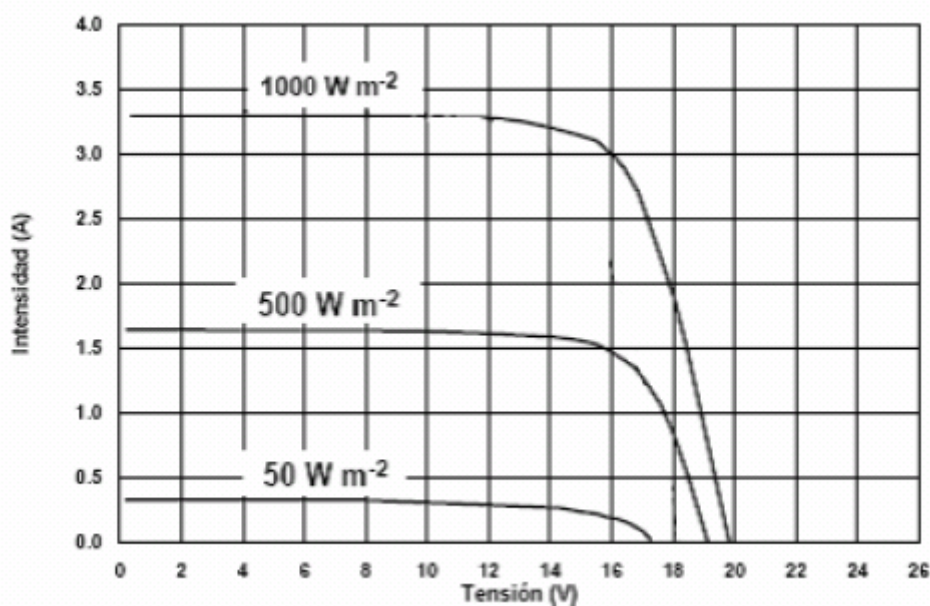


Figura A.1.13. Efecto de la irradiancia sobre curva I-V

A mayor irradiancia, se obtiene una corriente de cortocircuito mayor (lógico, puesto que incide mayor energía). Lo anterior es válido para variaciones de irradiancia a temperatura constante, y resulta una aproximación cuando ésta varía, ya que supone despreciar los efectos que la temperatura tiene sobre la corriente de cortocircuito. Se puede considerar como una expresión adecuada para tener una idea de cuáles serían los valores de la  $I_{sc}$  a diferentes irradiancias ya que el error que se comete es inferior al 0.5%.

- Efecto de la temperatura:** la temperatura afecta principalmente a los valores de voltaje de la característica I-V, y tiene su mayor influencia en el voltaje de circuito abierto ( $V_{oc}$ ), aunque también modifica los valores del punto de máxima potencia y el valor de  $I_{sc}$  (éste muy ligeramente).

Existen tres coeficientes  $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$  que representan la variación de los parámetros fundamentales de la característica I-V del generador fotovoltaico con la temperatura. Así,  $\alpha$  expresa la variación de la corriente de cortocircuito con la temperatura,  $\beta$  la variación del voltaje de circuito abierto y  $\gamma$  la variación de la potencia máxima. En general, los fabricantes de módulos incluyen en sus hojas de características técnicas los valores de estos tres coeficientes.

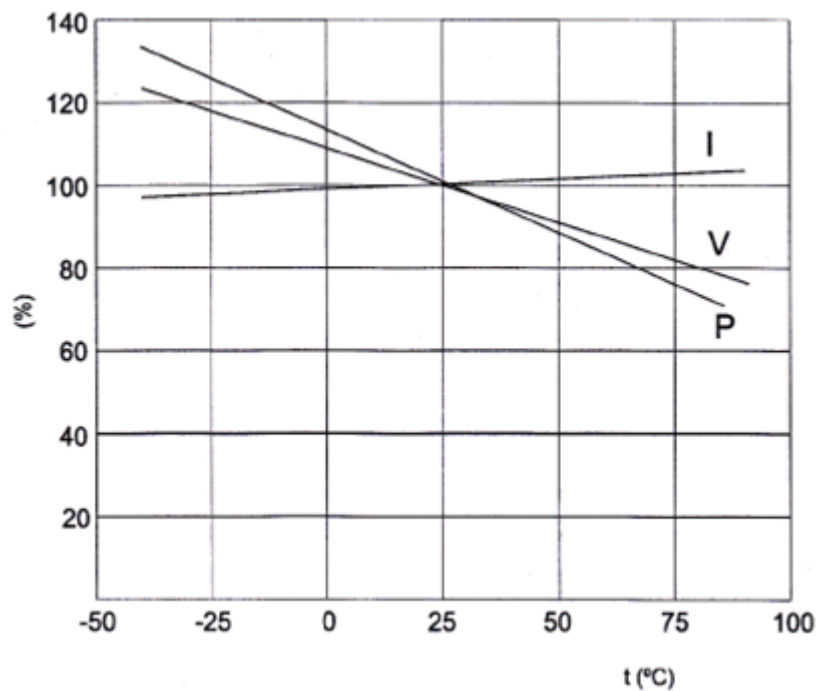


Figura A.1.14. Variación parámetros de la célula con la temperatura

Estos valores se pueden determinar empíricamente siguiendo las prescripciones de la norma UNE 60891. Unos valores típicos para células de silicio de  $100 \text{ cm}^2$  de superficie.

$$\alpha \approx 1.5 \text{ mA/}^\circ\text{C}$$

$$\beta \approx -2.3 \text{ mV/}^\circ\text{C}$$

$$\frac{1}{P_{\max}} \gamma = -0.0044 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$$

Llevado a la práctica, las anteriores relaciones indican que, en paneles de silicio, el voltaje disminuye a razón de  $2,3 \times 10^{-3}$  voltios por célula y por cada  $1^\circ\text{C}$  que se libere la temperatura por encima de los  $25^\circ\text{C}$ . Del mismo modo, la intensidad aumenta  $15 \times 10^{-6}$  A por cada  $\text{cm}^2$  de área celular y por cada  $1^\circ\text{C}$  en que se sobrepase los  $25^\circ\text{C}$ .

En paneles de película delgada, la variación es de  $2,8 \times 10^{-3}$  V/célula y  $1,3 \times 10^{-5}$  A/ $\text{cm}^2$  por cada  $1^\circ\text{C}$  que se incrementa la temperatura por encima de los  $25^\circ\text{C}$ .

Esto implica que la potencia que suministra un panel disminuye un 0,5% por cada grado de aumento de la temperatura de la célula por encima de los  $25^\circ\text{C}$ . No obstante, la temperatura de la célula no va a ser la temperatura del ambiente en ese instante y en ese lugar. Aunque hay expresiones que permiten estimar la diferencia entre temperatura de la célula y temperatura ambiente, en función de la irradiación, se puede estimar que la temperatura media de trabajo de una célula es  $20^\circ\text{C}$  superior a la temperatura ambiente.

- **Efecto del contenido espectral del haz de luz:** dependiendo de la hora de medida y la época del año el espectro presenta pequeñas desviaciones respecto al espectro considerado estándar en la superficie terrestre. Si se realiza una medida del espectro en el momento de tomar la característica I-V puede realizarse una pequeña corrección multiplicando la corriente de cortocircuito por el “factor espectral”, obteniendo de la comparación del espectro estándar y el espectro en condiciones experimentales. Esta corrección suele ser muy pequeña y se utiliza cuando se requiere elevada precisión por tratarse de calibraciones de células o módulos fotovoltaicos

Dado que la curva característica del módulo fotovoltaico cambia con las condiciones ambientales, es necesario definir una serie de **condiciones de operación para poder contrastar los valores de distintos fabricantes** y extrapolar a partir de ellas a otras condiciones deseadas.

- **Condiciones estándar de medida (CEM o STC):** son las de uso más generalizado y universal, y vienen definidas por:





- Irradiancia = 1000 W/m<sup>2</sup>
- Distribución espectral = AM 1.5G
- Incidencia Normal
- Temperatura de la célula 25°C

Normalmente los parámetros característicos de los módulos o células incluidos en las hojas de especificaciones técnicas de los fabricantes vienen definidos en estas condiciones. Sin embargo la experiencia muestra que pocas veces los módulos fotovoltaicos alcanzan estas condiciones, ya que un nivel de irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup> que puede alcanzarse al mediodía, los módulos adquieren temperaturas de más de 25°C, a no ser que sea un día claro de invierno. Es por esto por lo que se definen además, otras condiciones que pretenden representar el comportamiento del módulo de manera más realista. El método consiste en corregir los valores de  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$  a los niveles de irradiancia y temperatura de la célula deseados, y posteriormente trasladar toda la curva I-V hasta la  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$  corregidas. Los valores de  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$  en las condiciones deseadas se obtienen:

$$I_{sc,2} = I_{sc,1} \frac{E_2}{E_1} + \alpha \cdot (T_2 - T_1)$$

$$V_{oc,2} = V_{oc,1} \cdot m \cdot \frac{k \cdot T}{e} \cdot \ln\left(\frac{E_2}{E_1}\right) + \beta \cdot (T_2 - T_1)$$

donde:

- $I_{sc,1}$ ,  $V_{oc,1}$ ,  $T_1$  y  $E_1$  son la corriente de cortocircuito, voltaje de circuito abierto, temperatura e irradiancia respectivamente en las condiciones experimentales
- $I_{sc,2}$ ,  $V_{oc,2}$ ,  $T_2$  y  $E_2$  son estos mismos parámetros en las condiciones a las que se desea corregir la curva.
- $m$  es el factor de idealidad del diodo
- $\alpha$  y  $\beta$  son los coeficientes de temperatura
- $k$  es la constante de Boltzman ( $1.38 \cdot 10^{-23}$  J/K) y  $e$  la carga del electrón ( $1.602 \cdot 10^{-19}$  C).

Una vez corregidos los valores de  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$  cada punto de la curva I-V se traslada la cantidad necesaria hasta alcanzar los valores corregidos de  $I_{sc}$  y  $V_{oc}$ , es decir:

$$I_2 = I_1 + \Delta I_{sc}$$

$$V_2 = V_1 + \Delta V_{oc}$$

$$\Delta I_{sc} = I_{sc,2} - I_{sc,1}$$

$$\Delta V_{oc} = V_{oc,2} - V_{oc,1}$$

Los coeficientes de temperatura  $\alpha$  y  $\beta$  los proporcionan los fabricantes de los módulos. El valor de  $m$  se puede fijar entre 1 y 1.2 que es un valor típico para células de Silicio cristalino. Las condiciones estándar de medida vienen definidas por los siguientes valores de irradiancia y temperatura:  $E_2=1000 \text{ W/m}^2$  y  $T_2=25^\circ\text{C}$

- **Condiciones nominales de operación (CON):** son las definidas por:

- Irradiancia =  $800 \text{ W/m}^2$
- Velocidad del viento =  $1 \text{ m/s}$
- Temperatura ambiente =  $25^\circ\text{C}$
- Temperatura nominal de operación de la célula (TONC)

TONC es la temperatura nominal de operación de la célula, y representa la temperatura que alcanzarían las células solares para un nivel de irradiancia de  $800 \text{ W/m}^2$ , temperatura ambiente de  $20^\circ\text{C}$ , velocidad del viento  $1 \text{ m/s}$  e incidencia normal. El valor de TONC también viene incluido en las hojas de características técnicas de los módulos, y para un módulo de silicio mono cristalino suele estar en torno a los  $47^\circ\text{C}$  (el método de cálculo está normalizado).

Dado que las condiciones nominales de operación hacen referencia a la temperatura ambiente, y no a la temperatura del módulo, se hace necesaria una expresión que relacione ambas. Se puede considerar una buena aproximación:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20}{800} \cdot E$$

donde  $T_c$  es la temperatura de la célula o módulo,  $T_a$  es la temperatura ambiente, NOCT es la Temperatura de Operación Nominal de la Célula y  $E$  es la irradiancia.

Para acabar con el apartado relativo a los módulos fotovoltaicos, se incluyen a continuación distintos aspectos relativos a la **eficiencia de los módulos fotovoltaicos**.

La eficiencia de un dispositivo es la manera común de definir la calidad del mismo. Para el caso de un generador fotovoltaico, esta sería el cociente entre la energía producida por el dispositivo y la energía incidente. Sin embargo, existen varias maneras de definir la eficiencia del generador fotovoltaico, dependiendo del área del mismo que se tenga en cuenta. Así, en los catálogos de fabricantes y en bibliografías de referencia se puede encontrar:

- **Eficiencia con respecto al área total:** Esta definición implica la relación entre la máxima potencia generada por el dispositivo y la cantidad de radiación solar incidente en el dispositivo completo. Por dispositivo completo se entiende el área total del módulo, incluyendo células, espacio intercelular, contactos y marco.

$$\eta_{\text{Área total}} = \frac{P_{\max}}{A_T \cdot E_T}$$

Donde  $\eta_{\text{Área total}}$  es la eficiencia con respecto al área total,  $P_{\max}$  es la potencia máxima que puede generar el dispositivo,  $A_T$  es el área total del mismo y  $E_T$  es la radiación solar incidente total.

- **Eficiencia con respecto al área de célula:** es una versión modificada de la anterior, en la que sólo se considera el área cubierta por las células dentro del módulo ignorando el espacio entre células y el marco del módulo. De esta manera se evita el efecto de marcos muy grandes, que en realidad no afectan a la calidad de la célula FV. La expresión sería la misma que la de la ecuación anterior, sustituyendo el área total por el área de células  $A_c$ .
- **Eficiencia con respecto al área activa de célula:** esta definición implica el cálculo de la eficiencia basada solamente en el área del dispositivo que está expuesta a la luz solar incidente. Las áreas sombreadas por los contactos o las rejillas de las células no estarían incluidas. Esta es la eficiencia que nos ofrece siempre un valor mayor, aunque normalmente sólo se utiliza para células individuales y en resultados de laboratorio, y no en dispositivos comerciales acabados.

#### A.1.4. EL CAMPO FOTOVOLTAICO

En las instalaciones fotovoltaicas normalmente se requiere el empleo de más de un módulo para satisfacer las demandas energéticas de las mismas, por este motivo se asocian en serie o en paralelo hasta que se adquieren los valores de intensidad y voltaje deseados. El conjunto de todos los módulos que constituyen el sistema de generación recibe el nombre de campo fotovoltaico. Por lo general los módulos se conectan entre sí formando unidades que se suelen denominar Grupos. Los grupos se unen para formar el campo de módulos fotovoltaicos.

Para mayor simplicidad se supone que el módulo está constituido por células idénticas, con lo cual los valores de voltaje aparecen multiplicados por el número de células en serie, y los de corriente por el número de células en paralelo. En la práctica, y debido a la dispersión de los parámetros de las células en el proceso de fabricación, y a la posibilidad de que no todas ellas trabajen en las mismas condiciones, esto no es así.

Un ejemplo claro sería el caso en que, un campo de módulos fotovoltaicos de gran área, una parte del mismo estuviese afectado por una nube y otra no, o el caso de un sistema integrado en un edificio en el cual una parte del mismo estuviera sombreado por edificios colindantes y el resto no.

Algunos de estos efectos son evitables poniendo especial cuidado en el diseño del sistema, pero otros resultan impredecibles e inevitables, por lo que se ha de recurrir a protecciones en el sistema. Los dos efectos principales que produce esta dispersión de parámetros son:

- Reducción de la potencia máxima del campo.
- Algunas células pueden convertirse en cargas, disipando parte de la energía producida por las demás.

El primer efecto, el de dispersión de los parámetros se conoce también con el nombre de pérdidas por desacoplo (en inglés, mismatch losses), y se hablará de él más adelante. Los fabricantes de módulos suelen clasificar las células por categorías de forma que las que componen un mismo módulo no tengan una dispersión grande en sus valores de  $I_{sc}$ , para minimizar estas pérdidas. De la misma manera operan con los módulos, los clasifican de acuerdo con la corriente en el punto de máxima potencia, para luego asociar en serie sólo módulos que estarían dentro de la misma categoría, supone una considerable reducción de las pérdidas por desacoplo. En general estos factores están muy estudiados en base a los datos de producción de muchos lotes de módulos fotovoltaicos, existiendo expresiones que relacionan los parámetros principales de los módulos con distribuciones estadísticas.

El efecto de sombreado parcial es en muchos casos inevitable, y es que puede provocar que una célula sombreada invierta su polaridad convirtiéndose por lo tanto en una carga que disipará toda la energía producida por el resto de las células. Si la potencia disipada tiene un valor elevado la célula elevará su temperatura pudiendo llegar a su destrucción. Este fenómeno, ya mencionado anteriormente, se conoce con el nombre de punto caliente, y para evitarlo se recurre a la inserción de protecciones (diodos).

#### **A.1.4.1. Asociación de células solares no idénticas en serie**

La figura A.1.15 muestra un ejemplo de la curva resultante de asociar dos células no iguales en serie. El comportamiento de la curva resultante es el siguiente:

- En el punto correspondiente al voltaje en circuito abierto, la corriente total del generador es igual a cero, y el voltaje resultante  $V_g$  es igual a la suma de los dos voltajes en circuito abierto

$$V_g = V_{OCA} + V_{OCB}$$

- En el punto 1, o en cualquier otro punto situado entre P y el voltaje en circuito abierto, las dos células operan como generadores, con una corriente  $I_{g1}$  y un voltaje total del generador

$$V_g = V_{A1} + V_{A2}$$

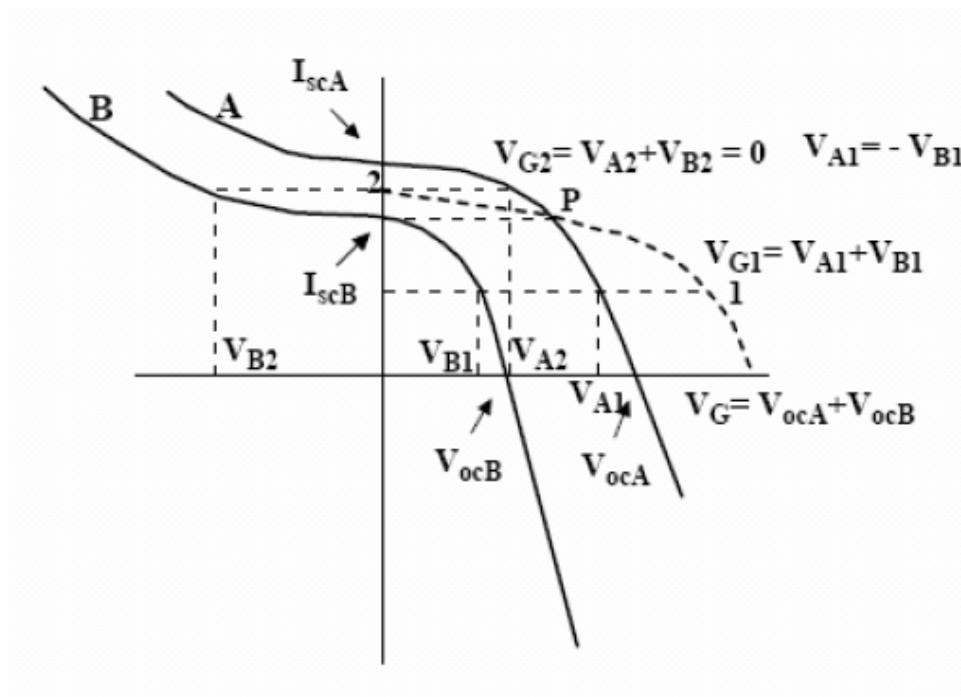


Figura A.1.15. Curva resultante (discontinuo) de dos células no iguales en serie.

- El punto P que corresponde al límite de la corriente de cortocircuito de la célula de menor eficiencia o sombreada. El voltaje resultante en ese punto será sólo el voltaje de la curva A.
- El punto 2 correspondería a la operación en el voltaje de circuito abierto del generador, donde  $I_g = I_{sc}$  y  $V_{g2} = V_{A2} + V_{B2} = 0$ . Para que esto se cumpla, es decir, que el voltaje sea cero, la célula B se polarizará inversamente hasta que  $V_{B2} = -V_{A2}$  actuando consiguientemente como un receptor.

El mismo razonamiento se puede hacer para un mayor número de células o módulos conectados en serie con una célula o módulo con menor eficiencia que el resto o parcialmente sombreado. El voltaje del sistema completo puede llegar a aplicarse sobre éste si las condiciones de operación son próximas a las condiciones de corriente de cortocircuito. Esto haría disipar al elemento una potencia elevada, calentándose y produciendo el efecto del punto caliente. Para evitar este fenómeno de recurre a los diodos de paso en paralelo en una rama de la células conectadas en serie.

#### A.1.4.2. Asociación de células solares no idénticas en paralelo.

Para el caso de una asociación en paralelo de células no iguales la curva resultante es equivalente al caso anterior, solo que en este caso se sumarán las corrientes individuales para obtener una curva global de corriente en paralelo. En la práctica la dispersión de voltajes de circuito abierto de los módulos es bastante pequeña y no es probable que estos trabajen a temperaturas tan desiguales como para producir diferencias significativas en los valores de  $V_{oc}$ . La figura 16 muestra un ejemplo de dos células en paralelo que trabajan en distintas condiciones, mostrando los puntos más significativos de operación:

- En el punto correspondiente a la corriente en cortocircuito de la curva global el voltaje es cero, el valor de  $I_{scG}$  será la suma de las corrientes en cortocircuito de las células individuales

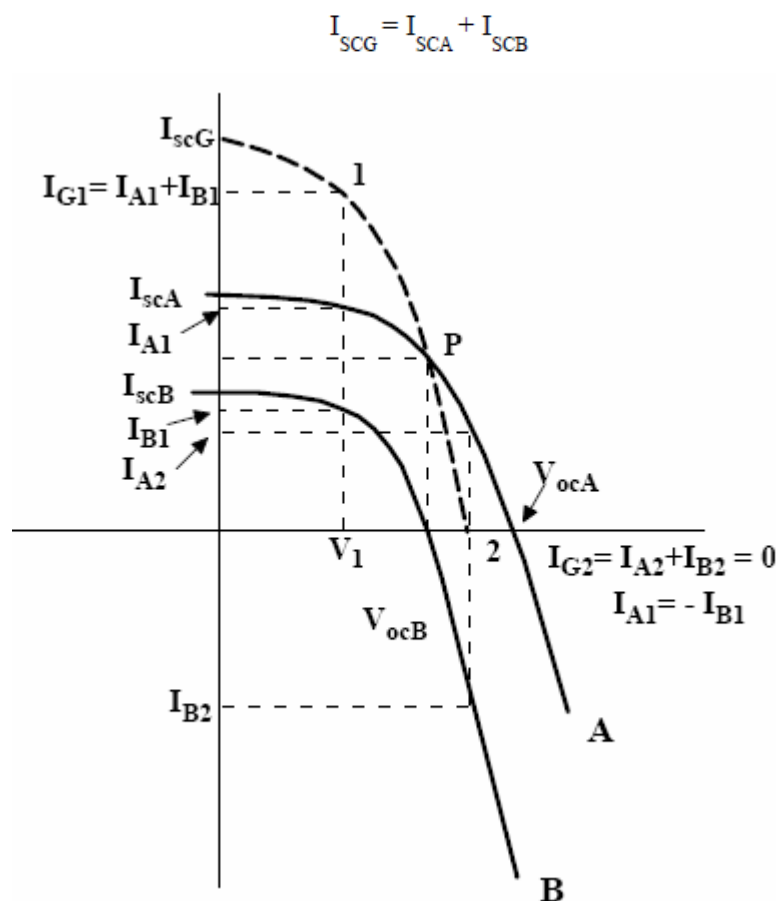


Figura A.1.16. Curva resultante (trazo discontinua) de dos células no iguales en paralelo.

- En un punto genérico tal como el 1, entre  $I_{SCG}$  y el punto P el voltaje resultante es  $V_1$  y la corriente es suma de las corrientes individuales las dos células operan como generadores de corriente.

$$I_{G1} = I_{A1} + I_{B1}$$

- El punto crítico es el P, que corresponde al voltaje en circuito abierto de la célula de menor eficiencia,  $V_{GP} = V_{OCB}$  y la corriente del generador es igual a la corriente en ese punto de la célula A, ya que la célula B no genera ni disipa energía.
- El punto 2 corresponde al punto de circuito abierto del conjunto, entonces:

$$I_{G2} = I_{A2} + I_{B2} = 0 \rightarrow I_{A2} = I_{B2}$$

y la célula de menor eficiencia trabaja como receptor.

Siguiendo el mismo razonamiento para una asociación más grande de células en paralelo, la célula de menor eficiencia absorbería la corriente del resto de las células aumentando su temperatura. Para que este fenómeno no tenga lugar se recurre a la inserción de diodos de bloqueo en serie de cada una de las ramas en paralelo.

#### A.1.4.3. Diodos de paso en los módulos fotovoltaicos

Para evitar los problemas que puede ocasionar una iluminación no uniforme, la presencia de sombras u otros factores que pueden hacer que una parte del generador fotovoltaico trabaje en distintas condiciones que el resto se recurre al empleo de protecciones. Los diodos de paso se colocan en paralelo en asociaciones de células FV en serie, para impedir que todos los elementos de la serie se descarguen sobre una célula que resulte sombreada.

La figura siguiente muestra esquemáticamente el modo de funcionamiento de un diodo de paso. Aquí se han colocado diodos sobre cuatro ramas de células conectadas en serie, el diodo se conecta con polaridad opuesta a la de las células, de manera que si éstas trabajan correctamente, por el diodo no pasa corriente. Si una de las tiras en serie resulta severamente sombreada de forma que invierte su polaridad, la polaridad del diodo cambiará, con lo que puede conducir ofreciendo un camino fácil para que pase la corriente generada por el resto de los grupos de células. Además, en el caso de que se sombree una célula sólo se descargarían sobre ella el resto de las células que están en la misma rama, con lo que dependiendo del número de células que se pongan por diodo se puede limitar la cantidad de potencia a disipar por una célula, y por tanto su temperatura.



La mayoría de los fabricantes de módulos incorporan diodos de paso en tomas intermedias en las cajas de conexiones de sus módulos, siendo las configuraciones más usuales las mostradas en las siguientes figuras para un módulo de 36 células conectadas en serie.

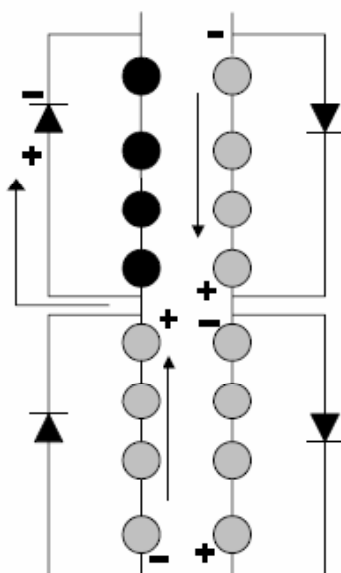


Figura A.1.17. Esquema del modo de funcionamiento de un diodo de paso

La primera figura de la página siguiente muestra una configuración típica para un módulo con dos cajas de conexiones, una para el terminal positivo y otra para el negativo, y donde se ha instalado un diodo en cada una de las cajas de conexión. En caso de sombreado severo, la corriente circulará por un grupo de 12 células y luego a través del diodo, es decir, 2/3 del módulo son puenteados.

La segunda figura muestra otro diseño posible, donde se introducen dos diodos en la caja de conexiones, uno sobre cada 18 células. En caso de que una rama se deteriorase o fuera severamente sombreada, la corriente pasaría por el otro grupo de 18 células trabajando correctamente. Por el contrario, si solamente fuera una célula la deteriorada o sombreada, ésta sólo disiparía la potencia de las otras 17 células que están en la misma rama, limitándose así la cantidad de potencia disipada y por tanto la elevación de la temperatura.

Los diodos de paso que se conecten en las ramas en serie han de ser capaces de soportar los valores de corriente y voltaje que ocasionalmente pudieran circular por ellos sin elevar su temperatura excesivamente ni deteriorarse. Como norma general se toma que el diodo sea capaz de soportar dos veces la  $I_{sc}$  de la rama sobre la que estén colocados, es decir como los valores de  $I_{sc}$  de las células comerciales suelen

estar comprendidos entre 3 y 7 A, habrán de soportar unos 6-14A lo que es un valor relativamente pequeño. Para el caso del voltaje se toma el doble de la  $V_{oc}$  del voltaje final del campo fotovoltaico, pero como esto no lo puede conocer el fabricante a priori, se suelen emplear diodos con valores lo suficientemente altos, en torno a unos 600 V.

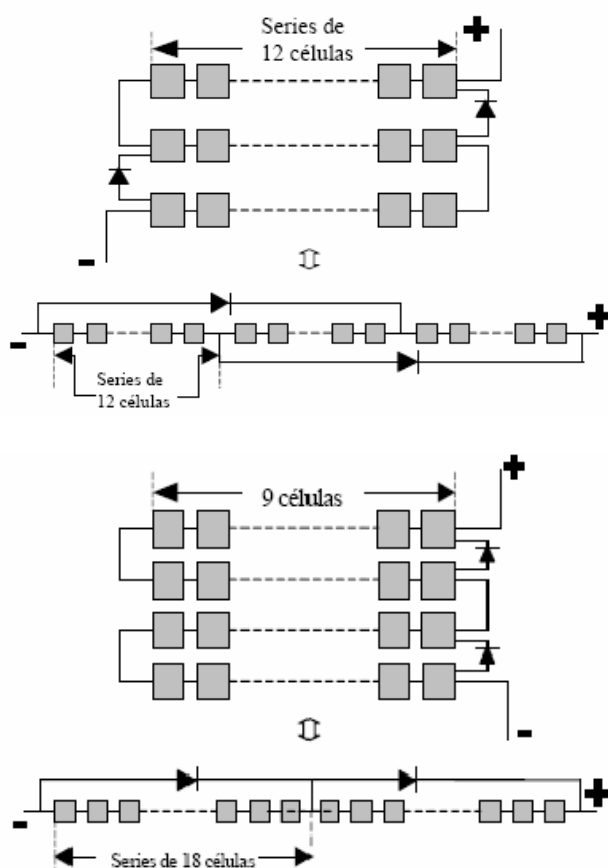


Figura A.1.18. Esquemas de diodos de paso en módulos de 36 células

#### A.1.4.4. Diodos de paso en campos de módulos fotovoltaicos

Cuando se trata de un campo de módulos fotovoltaicos, hay dos maneras de efectuar la conexión entre los distintos módulos FV. Se pueden conectar los módulos primero en paralelo, para luego asociar los grupos en paralelo en serie, o primero conectar los módulos en serie, para luego conectar los grupos en serie en paralelo. La práctica recomendada es ésta última, ya que si se conectan primero los grupos en paralelo será necesario insertar diodos de paso de gran potencia que soporten toda la corriente que podría pasar sobre ellos en caso de sombreadamiento.

#### A.1.4.5. Grupos conectados en paralelo

En la figura siguiente se muestra un ejemplo de grupos de generadores fotovoltaicos conectados en paralelo.

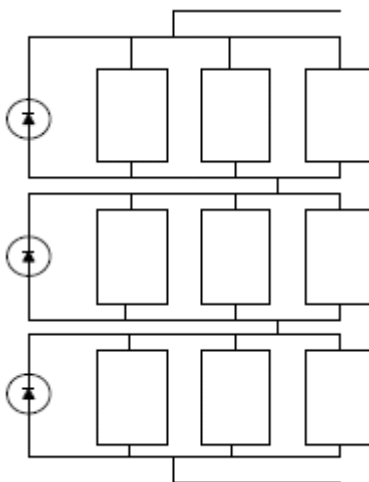


Figura A.1.19. Diodos de paso en grupos conectados en paralelo

Si alguno de los módulos del grupo en paralelo es sombreado, entonces ese grupo no será capaz de producir el voltaje de los otros grupos en serie con él. Los módulos no sombreados en el grupo intentarán compensar esto produciendo más corriente, para lo cual operan a menor voltaje, moviendo el punto de operación en la curva I-V hacia voltajes cada vez más pequeños. Si el sombreado es severo, es posible que el grupo pase por cero voltios y opere en la región de voltajes negativos para tratar de alcanzar el nivel de corriente de los otros grupos no sombreados en serie con él. Si esto ocurre, todos los diodos de paso de los módulos individuales comenzarán a conducir corriente, pero la corriente que conducirán en este caso ya no es la de un único módulo, sino que podría ser la del sistema entero. Los diodos individuales de cada módulo se sobrecargarían.

Para evitar esto la solución es instalar un diodo de paso externo, lo suficientemente grande como para que pueda soportar la corriente del sistema completo. Si un grupo sombreado necesita compensar la corriente alcanzando voltajes negativos, entonces la corriente de los otros grupos puenteará el grupo defectuoso completo a través del diodo externo. Esto puede implicar cableado y coste extra (no es práctica habitual).

#### A.1.4.6. Grupos conectados en serie

En el caso de que los módulos se conecten primero en serie, los diodos de paso instalados en los módulos individuales son suficientes y no hacen falta diodos de protección extra. En este caso la corriente que puede pasar a través del diodo es solamente la de un módulo, ya que la corriente que pasa por cada una de las ramas es únicamente la de un módulo. Si un módulo es sombreado, este será puenteado pasando la corriente a través del diodo de paso y luego hacia los otros módulos.

#### A.1.4.7. Diodos de bloqueo.

Cualquier sistema fotovoltaico aislado debería tener un sistema para controlar los flujos de corriente con el fin de prevenir las corrientes inversas desde la batería hasta el campo de módulos fotovoltaicos y/o proteger las ramas débiles o deterioradas. Los diodos de bloqueo se utilizan para realizar esta función. Las dos funciones principales de los diodos de bloqueo son:

- **Prevenir descargas nocturnas de la batería:** en los sistemas que emplean baterías, sería posible que la batería se descargase durante toda la noche a través del módulo si no se empleasen protecciones. Este efecto no sería muy pernicioso para el módulo pero ocasionaría una pérdida preciosa de energía del banco de baterías.

Durante la noche la batería mantiene su voltaje de operación, y la corriente que pasa por el módulo va en sentido opuesto. La cantidad de energía que se pierde depende en primer lugar del voltaje de circuito abierto del generador y del punto de operación de la batería, y además de la forma de la curva de oscuridad del módulo.

Para evitar esas pérdidas de energía se recurre a la inserción de diodos de bloqueo conectados en serie entre el generador fotovoltaico y la batería. Estos diodos permiten el flujo de corriente desde el módulo hasta la batería durante el día, pero bloquean el paso inverso de corriente de la batería al campo fotovoltaico.

No obstante hay que tener en cuenta que el paso de corriente a través del diodo durante el día produce una caída de tensión que puede variar entre 0.4 a 0.7 V dependiendo del diodo. Esta caída puede representar un 6% en un sistema de 12 V, si bien en sistemas de 24 V es menos importante, y ha de hacerse un estudio previo para saber qué tipo de diodos y en qué cantidad ha de llevar un sistema fotovoltaico.

- **Bloquear flujos de corriente inversos** de ramas en paralelo deterioradas ó sombreadas durante el día: cuando se conectan en paralelo varias ramas de módulos fotovoltaicos, puede darse el caso que una de ellas resulte

severamente sombreada o deteriorada, y que la corriente de otra rama se derive hacia ésta.

El empleo de diodos de bloqueo conectados en serie en cada una de las ramas en paralelo evita el paso de corriente en sentido inverso, “aislando” las ramas defectuosas. Normalmente en este tipo de configuraciones, los diodos de bloqueo se sitúan todos ellos en una caja de conexión externa, donde llegan los cables positivos procedentes de cada uno de los grupos del campo separadamente, y un cable de mayor grosor en el que se agrupan los terminales negativos.

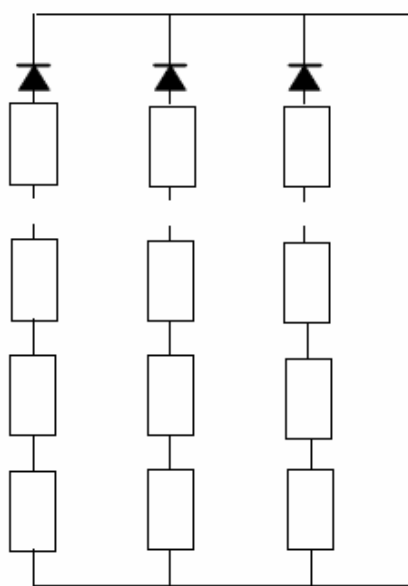


Figura A.1.20. Diodos de paso en grupos conectados en serie

Aquí, como en el caso anterior, los diodos también suponen una caída de tensión en torno a los 0,6-0,7 V, y deben ser capaces de soportar la corriente de cortocircuito y el voltaje de circuito abierto del campo fotovoltaico completo. Como norma general se toma que puedan soportar dos veces la  $I_{sc}$  y la  $V_{oc}$  del campo.

#### A.1.4.8. Protecciones adicionales

- **Cableado:** la correcta selección del tipo y calibre del cableado aumentará el rendimiento y la fiabilidad del sistema fotovoltaico, evitando situaciones de riesgo. El tipo de cable dependerá de las conexiones que va a realizar, pero en general deben cumplir:

- Estar aislados de la intemperie y ser resistentes a la humedad
- Los cables utilizados para interconectar módulos deben estar especificados como resistentes a la luz solar.
- Los cables que vayan a ser enterrados se colocarán en una zanja de al menos 40 cm de profundidad, y llevarán un revestimiento de combustión lenta, resistente a la humedad, corrosión y formación fúngica.

Además, la sección del cable ha de ser tal que asegure que la caída de tensión en el generador y entre éste y el resto de los componentes del sistema no supere el 1% de la tensión nominal.

- **Protecciones contra sobretensiones:** se utilizarán interruptores y fusibles para proteger los equipos y el personal. Los interruptores permiten cortar manualmente el flujo de corriente en caso de una emergencia o para un mantenimiento programado, mientras que el fusible proporciona una protección contra sobre corrientes en caso de un cortocircuito del sistema o de una falta a tierra.
- **Conexión a tierra:** todas las superficies metálicas y el armazón del conjunto, que pudieran ser tocadas por el personal deben estar conectadas a tierra, y además es recomendable el uso de dispositivos adicionales de protección como varistores, etc.

## A.1.5. GENERALIDADES DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

En una primera gran división las instalaciones fotovoltaicas se pueden clasificar en dos grandes grupos: instalaciones aisladas de la red eléctrica e instalaciones conectadas a la red eléctrica. Los elementos generadores de energía (los módulos o paneles fotovoltaicos) utilizados en instalaciones conectadas a red son iguales en tecnología, aunque generalmente mayores en tamaño que los empleados para instalaciones aisladas de la red; la diferencia fundamental entre instalaciones radica en cómo se gestiona la energía producida.

### A.1.5.1. Instalaciones aisladas

Son instalaciones autónomas, en las que la energía generada a partir de la conversión fotovoltaica se utiliza para cubrir pequeños consumos eléctricos en el mismo lugar donde se produce la demanda. Los elementos que constituyen una instalación de estas características son:

- Módulos o paneles fotovoltaicos, que sirven de sistema generador de electricidad.
- Acumuladores o baterías, que aseguran el abastecimiento en momentos en los que no hay radiación o esta es insuficiente.

- Regulador de carga, que protege las baterías frente a sobrecargas y sobre descargas.
- Adaptadores de corriente: inversores (si se tienen consumos en corriente alterna) y convertidores DC/DC (si los consumos son únicamente en corriente continua, pero es necesario adaptar la tensión de generación a la de consumo).

Una de las desventajas que ha impedido el uso masivo de esta tecnología en el ámbito rural es el alto coste de la instalación. Las posibilidades de subvención son limitadas y las inversiones iniciales grandes al compararlas con las tecnologías convencionales basadas en la obtención de electricidad mediante generadores diesel, de gas o de gasolina, que pueden resultar hasta cinco veces más baratas en un primer momento.

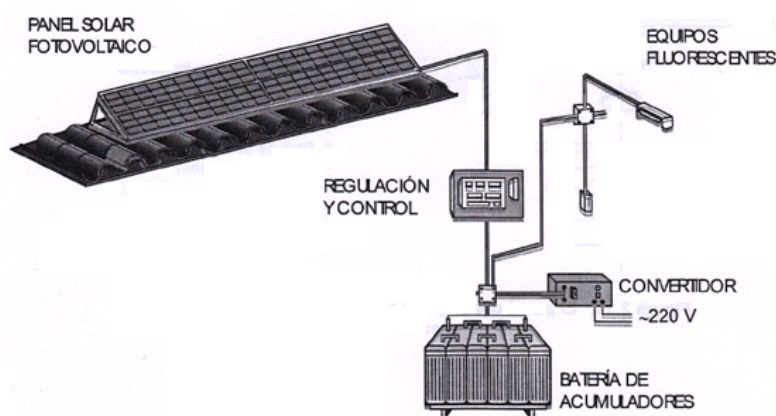


Figura A.1.21. Esquema genérico de una instalación fotovoltaica aislada

#### A.1.5.2. Instalaciones conectadas a la red

Son instalaciones de generación de energía eléctrica para venta a la red, como ocurre en cualquier otro tipo de central eléctrica. Los tres elementos principales en estas instalaciones son: los módulos fotovoltaicos, el inversor y la línea eléctrica, además de las protecciones e instrumentos de medida exigidos en la normativa aplicable. La energía generada por los módulos fotovoltaicos pasa directamente a un inversor que convierte la tensión continua en alterna, inyectando la energía producida en la red eléctrica. Las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red se pueden clasificar en instalaciones fijas e instalaciones con seguimiento solar.

- Una instalación fija consta de paneles con una orientación e inclinación estática, situados en cubiertas, sobre mástiles o mediante soportes. El rendimiento depende de una orientación óptima de los módulos y de la radiación solar que recibe la localidad en la que se instale. Su ventaja principal es que son más económicos y se pueden integrar totalmente en cubiertas de edificios o casas.



- Una instalación con seguimiento solar es aquella en la que los paneles se sitúan sobre unas estructuras capaces de seguir la trayectoria del sol para conseguir la máxima exposición. Puede optarse por:
  - Seguimiento solar de un solo eje: en estos sistemas, la estructura sobre la que se montan los paneles es capaz de girar en torno a un eje (azimutal), esto es, siguiendo al sol de este a oeste cada día. Supone un aumento del rendimiento en un 20% con respecto al sistema estático.
  - Seguimiento solar de doble eje: la estructura soporte, además de poder girar orientando los paneles este–oeste cada día como en el caso anterior, dispone de otro eje de giro, complemento del anterior que hace que los paneles sigan la altura solar conforme avanzan los días del año. Al combinar los dos tipos de seguimiento se pueden conseguir rendimientos superiores al 30%.

Los ejes pueden disponer de sistemas eléctricos motorizados, mecánicos o hidráulicos. Con estos sistemas, se consigue que los paneles fotovoltaicos tengan la máxima captación de energía durante todo el día y también según cambia la posición del sol en las estaciones.

En conclusión, la rentabilidad de los sistemas con seguimiento es un 10% mayor que la de los estáticos, a pesar del mayor coste asociado a dichos sistemas. Por otra parte, una instalación con seguidores solares puede ocupar entre dos y tres veces más terreno que un sistema fotovoltaico fijo para la misma potencia instalada.

Finalmente conviene destacar los últimos desarrollos en láminas fotovoltaicas formadas por células solares flexibles (normalmente de silicio amorfo) que se pueden adaptar a prácticamente cualquier tipo de cubierta sin necesidad de estructuras de soporte, facilitando y agilizando el montaje de las láminas. Por tanto, esta tecnología permite obtener una buena integración arquitectónica, con un mínimo peso sobre cubiertas, lo que resulta ideal para determinados tipos de edificios, como por ejemplo, las naves industriales. En Estados Unidos esta tecnología está siendo instalada en varias naves de General Motors.

La potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal es la suma de la potencia de los inversores que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento. Por otro lado, la potencia pico de la instalación es la suma de la potencia pico de los paneles que la constituyen.

La potencia pico suele ser un 15–20% superior a la potencia nominal, ya que siempre se producen pérdidas en el transporte hasta el inversor, en la conversión DC/AC etc. Además, los paneles no siempre trabajan en su punto óptimo incluso en las mejores condiciones de irradiación, debido a multitud de factores (temperatura ambiental,

sombras, suciedad). En cualquier caso, los inversores siempre se dimensionan con cierto factor de seguridad para cubrir un eventual pico superior al nominal (aunque inferior al pico).

#### A.1.5.3. Pérdidas en la instalación

Al igual que en otros procesos de generación de potencia eléctrica, las pérdidas son un factor determinante y a tener presente en todo momento para poder posteriormente evaluar los rendimientos de los equipos.

A priori resulta muy fácil pensar que la energía producida por una instalación fotovoltaica es directamente proporcional a la irradiación incidente en el plano del generador fotovoltaico. Así por ejemplo un sistema con un generador fotovoltaico de potencia nominal 1 kWp instalado con unas condiciones meteorológicas tales que reciba una irradiación anual de 1800 kWh/m<sup>2</sup>, dicho generador en ausencia de pérdidas produciría 1800 kWh.

Ahora bien, la experiencia y distintos estudios muestran que la energía producida por un módulo fotovoltaico es sensiblemente inferior. Esta disminución de la energía entregada por el generador respecto de la energía solar incidente puede ser explicada mediante una serie de pérdidas energéticas, cuyas principales fuentes se presentan a continuación:

- **Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal:** los módulos fotovoltaicos obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos, sino que su potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida, CEM (en inglés, STC), presenta una determinada dispersión. En general los fabricantes garantizan que la potencia de un módulo fotovoltaico de potencia nominal,  $P^*$ , está dentro de una banda que oscila entre  $P^* \pm 3\%$ ,  $P^* \pm 5\%$  o  $P^* \pm 10\%$ .

Lamentablemente en algunas ocasiones suele darse el caso de que la potencia de cada uno de los módulos fotovoltaicos se sitúa dentro de la banda inferior de potencias garantizadas por el fabricante.

Esto es, la potencia real suministrada por el fabricante, entendida como la suma de las potencias de cada uno de los módulos que componen el generador fotovoltaico, de una instalación de 1 kWp nominal cuyo fabricante garantice el  $\pm 10\%$  debería ser cualquier valor entre 0,9 kWp y 1,1 kWp. Sin embargo, en general, se sitúa entre 0,9 kWp y 1 kWp.

- **Pérdidas de mismatch o de conexionado:** son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Esto tiene su origen en que si

conectamos dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie. De modo semejante ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo. Por lo tanto, la potencia de un generador fotovoltaico es inferior (o en un caso ideal, igual) a la suma de las potencias de cada uno de los módulos fotovoltaicos que lo componen.

Las pérdidas de mismatch se pueden reducir mediante una instalación ordenada en potencias (o en corrientes en el punto de máxima potencia) de los módulos fotovoltaicos, así como la utilización de diodos de “bypass”.

- **Pérdidas por polvo y suciedad:** tienen su origen en la disminución de la potencia de un generador fotovoltaico por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos fotovoltaicos.

Cabría destacar dos aspectos, por un lado la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el generador fotovoltaico y por otro lado la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excrementos de aves) da lugar a un aumento de las pérdidas de mismatch y a las pérdidas por formación de puntos calientes.

- **Pérdidas angulares y espectrales:** la potencia nominal de un módulo fotovoltaico suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, STC, que, además de  $1000 \text{ W/m}^2$  de irradiancia y  $25^\circ\text{C}$  de temperatura de célula, implican una incidencia normal y un espectro estándar AM1.5G. No obstante en la operación habitual de un módulo fotovoltaico ni la incidencia de la radiación es normal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de operación.

El que la radiación solar incida sobre la superficie de un módulo FV con un ángulo diferente de  $0^\circ$  implica unas pérdidas adicionales (mayores pérdidas a mayores ángulos de incidencia). Las pérdidas angulares se incrementan con el grado de suciedad.

Por otro lado los dispositivos fotovoltaicos son espectralmente selectivos. Esto es, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral). La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar la respuesta de las células fotovoltaicas dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas.

- **Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado:** tanto en la parte DC como en la parte AC de la instalación se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula.

- **Pérdidas por temperatura:** tal y como ya se ha indicado, los módulos fotovoltaico presentan unas pérdidas de potencia del orden de un 4% por cada 10°C de aumento de su temperatura de operación (este porcentaje varía en función de cada tecnología). La temperatura de operación de los módulos fotovoltaico depende de los factores ambientales de irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento y de la posición de los módulos o aireación por la parte posterior. Esto implica que por ejemplo a igualdad de irradiación solar incidente un mismo sistema fotovoltaico producirá menos energía en un lugar cálido que en un clima frío.
- **Pérdidas por sombreado del generador fotovoltaico:** los sistemas FV de conexión a red se suelen instalar en entornos urbanos en los que en muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día sobre el generador FV que conducen a unas determinadas pérdidas energéticas causadas en primer lugar por la disminución de captación de irradiación solar y por los posibles efectos de mismatch a las que puedan dar lugar. También pueden producirse sombras importantes de unos campos fotovoltaicos sobre otros.

Además de las pérdidas consideradas anteriormente puede haber otras específicas para cada instalación, como pueden ser: averías o mal funcionamiento, los efectos de la disminución del rendimiento de los módulos FV a bajas irradiancias, etc.

- **Pérdidas por rendimiento del inversor:** el inversor fotovoltaico se puede caracterizar por la curva de rendimiento en función de la potencia de operación. Es importante seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación y también es importante una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador fotovoltaico (por ejemplo, la utilización de un inversor de una potencia excesiva en función de la potencia del generador fotovoltaico dará lugar a que el sistema opera una gran parte del tiempo en valores de rendimiento muy bajos, con las consecuentes pérdidas de generación).

## A.1.6. BATERÍAS O ACUMULADORES

En primer lugar, se debe distinguir entre el término **pila**, que en castellano denomina los generadores de electricidad basados en procesos químicos normalmente no reversibles, o acumuladores de energía eléctrica no recargables; mientras que **batería** se aplica generalmente a los dispositivos electroquímicos semi reversibles, o acumuladores de energía eléctrica que sí se pueden recargar.

Tanto pila como batería son términos provenientes de los primeros tiempos de la electricidad, en los que se juntaban varios elementos o celdas: en el primer caso uno encima de otro, "apilados", y en el segundo, adosados lateralmente, "en batería", como se sigue haciendo actualmente, para así aumentar la magnitud de los fenómenos eléctricos y poder estudiarlos sistemáticamente. El término acumulador se aplica indistintamente a uno u otro tipo, así como a los capacitores eléctricos o a futuros métodos de acumulación.

El funcionamiento de un acumulador está basado esencialmente en un proceso reversible llamado **reducción-oxidación** (también conocida como redox), un proceso en el cual uno de los componentes se oxida (pierde electrones) y el otro se reduce (gana electrones); es decir, un proceso cuyos componentes no resultan consumidos ni se pierdan, sino que meramente cambian su estado de oxidación, que a su vez puedan retornar al estado primero en las circunstancias adecuadas. Estas circunstancias son, en el caso de los acumuladores, el cierre del circuito externo, durante el proceso de descarga, y la aplicación de una corriente, igualmente externa, durante la carga.

Estos procesos son bastante comunes en las relaciones entre elementos químicos y electricidad durante el proceso denominado electrólisis, y en los generadores voltaicos o pilas.

Los acumuladores o baterías eléctricas se emplean en aquellos momentos en los que no se puede utilizar la energía solar, evitando así el corte de energía eléctrica a todos los aparatos conectados, como puede ser la iluminación de una vivienda. No obstante, hay casos en los que no hacen falta, como por ejemplo para las bombas de agua, pero generalmente, se emplean siempre. En el marco del presente proyecto se estudia la posibilidad o viabilidad de sustituir las baterías, total o parcialmente, por sistemas de hidrógeno comprimido para emplear en pilas de combustible.

Un acumulador para una instalación fotovoltaica ha de reunir las siguientes características:

- Tiene que ceder una potencia instantánea superior a la que los paneles solares son capaces de dar en sus mejores momentos. Esto es así para poder suministrar la energía necesaria en el arranque de un motor, como por ejemplo el de una nevera, que requiere una potencia mayor que en condiciones de funcionamiento normal.
- Debe ser capaz de mantener un nivel de tensión estable, ya que un panel solar genera energía en función de la intensidad solar que le llega, y eso es muy perjudicial para los aparatos.

El voltaje de una batería determina el voltaje de funcionamiento de los paneles solares, y ellos se tendrán que adaptar a esas condiciones, y no al revés. El voltaje nominal de una batería suele ser de unos 12 V, dependiendo del estado de carga en el que se encuentre, por lo que su estado de trabajo estará entre los 11 y los 15 voltios. Precisamente por esto

los paneles fotovoltaicos más comunes constan de 36 células, ya que según la temperatura a la que trabaje, proporcionan una tensión del orden de 17 V, siendo necesarios 14,5 voltios para cargar una batería. Aunque parezca un valor alto, si se calienta la célula, debido a sus características, proporcionará un menor voltaje, pero aún así suficiente para trabajar adecuadamente. No obstante, se pueden emplear reguladores de carga para adaptar voltajes.

Como siempre, no existe el acumulador ideal: si tienen una auto descarga baja, no soportará grandes descargas sin dañarse (profundidad de descarga); y los que soportan grandes descargas, suelen resultar bastante caros. Por esto resulta difícil elegir el acumulador adecuado, ya que no es fácil decantarse por el lado del factor económico o el de la idoneidad para el uso previsto.

En instalaciones fotovoltaicas aisladas, que no tienen posibilidad de conexión a red o algún otro sistema auxiliar, el banco de batería se dimensiona para lograr una autonomía de 100 h (algo más de 4 días).

#### A.1.6.1. Parámetros principales de un acumulador

- **Tensión o potencial** (en voltios): es el primer parámetro a considerar, pues es el que suele determinar si el acumulador conviene al uso a que se le destina. Viene fijado por el potencial de reducción del par redox utilizado; suele estar entre 1 V y 4 V por elemento, lográndose valores globales mayores interconectando elementos.

La tensión nominal de las baterías suele ser de 2, 6, 12 ó 24 V, aunque la tensión varía durante los distintos procesos de operación. Un importante parámetro es la tensión de carga, que se define como la tensión necesaria para vencer la resistencia que opone el acumulador a ser cargado. Una batería de 12 V de tensión nominal, en función de su estado de carga, puede presentar algunos voltios por encima o por debajo de dicho valor. Al conectar el generador fotovoltaico a la batería, la tensión viene determinada por ésta, por lo que la curva  $I=f(V)$  del generador fotovoltaico determinará la corriente que suministre éste. Para cargar correctamente una batería de 12 V son necesarios unos 14,5 V, por ello los paneles fotovoltaicos suelen ser capaces de proporcionar unos 17 V, así se asegura la carga en un amplio margen de funcionamiento (margen de seguridad).

- **Capacidad nominal:** cantidad de corriente que puede almacenar. Se mide en Amperios hora (Ah) para un determinado tiempo de descarga y es el segundo parámetro a considerar. Especial importancia tiene en algunos casos la intensidad de corriente máxima obtenible; por ejemplo., los motores de arranque de los automóviles exigen esfuerzos muy grandes de la batería cuando se ponen en funcionamiento, pero actúan durante poco tiempo.



El régimen de descarga es el número de horas que la batería puede suministrar una cierta corriente hasta que se descarga completamente. Los fabricantes suelen indicar la capacidad para regímenes de 100, 20 y 10 horas, que corresponden a unas capacidades que se expresan mediante C100, C20 y C10 (Ah) respectivamente. Para instalaciones fotovoltaicas es habitual hacer referencia a tiempos de descarga de 100 horas.

La capacidad de una batería depende de la intensidad con la que se descargue. Cuanto mayor es la intensidad de descarga (es decir, se descarga en menos tiempo), menor es la capacidad de la batería, por lo que se suele cumplir que  $C100 > C20 > C10$ . Las baterías utilizadas en sistemas híbridos son estacionarias, preparadas para suministrar intensidades relativamente pequeñas durante mucho tiempo, a diferencia de las baterías de arranque de vehículos, que suministran grandes intensidades en segundos.

- **Corriente máxima:** máximo valor de corriente que puede entregar a una carga fija, en forma continua, durante un determinado número de horas de descarga. La industria ha estandarizado la prueba que determina el valor de la máxima corriente de descarga. Esto permite comparar distintos modelos de baterías.

El valor de la corriente máxima es aquel que permite una descarga continua de 20 horas de duración, al cabo de la cual la energía en reserva representa el 20% de la máxima con la que comenzó.

Los dos parámetros usados, corriente y tiempo, determinan que el valor derivado de la prueba esté dado en amperios hora (Ah). Este valor representa la capacidad de la batería y de él se deriva el valor de la corriente máxima, para un determinado régimen de descarga. Por ejemplo, si la capacidad de una batería es de 200 Ah, la máxima corriente que el acumulador puede sostener durante la descarga es de 10 A (200/20).

Se podría interpretar que la corriente máxima de la batería, para menores tiempos de descarga puede, en efecto, ser mayor que la máxima medida para una descarga de 20 horas. Esta contradicción no existe, ya que corrientes de descarga en exceso del máximo determinado por la prueba hacen incrementar la resistencia interna en forma substancial, disminuyendo severamente el voltaje de salida. Cuando este valor disminuye, la capacidad de sostener una corriente constante desaparece.

Corrientes en exceso de C/20, si no son debidas a transitorios en la carga de corta duración, generan una disipación de calor que daña a la batería en forma permanente. En particular, la batería del ejemplo no puede entregar 200A, durante una hora, en forma continua, ya que el proceso químico no puede ser acelerado más allá de un determinado valor máximo.



- **Profundidad de descarga:** representa la cantidad de energía, dada en forma porcentual, que se puede extraer de una batería de forma repetitiva sin dañarla. Si la batería del ejemplo anterior entrega 600 Wh a la carga, la profundidad de descarga es del 50%. Cuando se efectúa la prueba para determinar el valor en Ah de una batería diseñada para uso fotovoltaico, la profundidad de descarga alcanza el 80%.

En los sistemas FV las baterías se diseñan para soportar dos tipos de ciclos de carga y descarga:

- Ciclado diario, correspondiente al ciclo de carga y descarga que tiene lugar entre el día y la noche. La profundidad de descarga (DoD) no supera el 20%.
- Ciclado estacional: corresponde a un periodo de varios días con ausencia de insolación (invierno, nubloso). La DoD máxima no debe superar el 70%-80%.
- La **capacidad eléctrica** se mide en la práctica por referencia a los tiempos de carga y de descarga en A. La unidad en el sistema internacional es el coulomb (C).  $1 \text{ Ah} = 3.600 \text{ C}$ .
- La **capacidad energética** que puede suministrar una batería depende de su capacidad y de su voltaje, se mide habitualmente en Wh (vatios-hora); la unidad en el sistema internacional es el julio. La energía se obtiene multiplicando la capacidad por el voltaje.

Téngase en cuenta, sin embargo, que, cuando le den indicaciones en el cuerpo de las baterías o en sus envases, como "Cárguese a 120 mA durante 12 horas", el producto resultante excederá la capacidad del acumulador. Este exceso de "carga" se disipa dentro de la batería en forma de calor a causa de su "resistencia interna". Si la capacidad del acumulador fuera de 1200 mAh y se le aplicara una corriente de carga de 120 mA durante 12 horas.  $120 \times 12 = 1440 \text{ mAh}$ , por lo que 240 mAh será la carga convertida en calor dentro de la batería y 1200 mAh la efectivamente almacenada en ella.

- El **rendimiento energético** es la relación porcentual entre la energía eléctrica recibida en el proceso de carga y la que el acumulador entrega durante la descarga. Siempre es inferior al rendimiento faradaico.
- El **rendimiento faradaico** es la relación entre la carga extraída en Ah de la batería durante la descarga y la carga total en Ah requerida para establecer el estado inicial de carga. Para que una batería tenga un rendimiento aceptable, se estima que el valor global debe situarse en el entorno del 80%. Este valor no es constante en todo el proceso, variando de valores próximos al 95-97% al inicio (toda la corriente se emplea para cargar la batería), hasta rendimientos nulos al final del proceso de carga.

- La **resistencia** de los acumuladores es muy inferior a la de las pilas, lo que les permite suministrar cargas mucho más intensas que las de éstas, sobre todo de forma transitoria. Por ejemplo, la resistencia interna de un acumulador de plomo-ácido es de 0,006 ohm, y la de otro de Ni-Cd, de 0,009 ohm.
- Otra de las características importantes de un acumulador es su **masa o su peso**, y la relación entre ella y la capacidad eléctrica (Ah/kg) o la energía (Wh/kg) que puede restituir. En algunos casos puede ser también importante el volumen que ocupe (Ah/m<sup>3</sup>) o (Ah/litro).
- La **vida útil**: número de ciclos de carga/descarga que soporta hasta que no puede almacenar una cantidad de energía relevante (típicamente, 20% de la inicial; es decir, su capacidad de ha reducido al 80% del valor original). Las baterías tienen una vida flotante de entre 5 y 12 años. Este parámetro indica la máxima duración posible de la batería independientemente de los ciclos de carga/descarga que realice. Las condiciones de operación pueden dar lugar a la sulfatación del electrodo negativo, la corrosión del electrodo positivo, la gasificación, la estratificación del electrolito y otros problemas de envejecimiento que pueden acortar significativamente la vida útil de las baterías.

En general los regímenes de carga/descarga que realice una batería determinan en la mayor parte de los casos su vida útil. El número de ciclos de carga/descarga que puede realizar una batería hasta finalizar su vida útil dependen de la profundidad de descarga de dichos ciclos: a mayor profundidad de descarga, menos ciclos aguanta.

- **Auto descarga**: en el interior de una batería siempre están ocurriendo reacciones químicas, independientemente de que la batería esté en operación o en reposo (stand by). Son las reacciones químicas las que originan el voltaje que aparece en los bornes de las baterías. Toda batería totalmente cargada, está sujeta a la acción de una lenta y paulatina auto-descarga.

En ocasiones la auto-descarga es tan nociva que llega a provocar la inoperatividad de la batería, tal como ocurre por ejemplo en las baterías de los grupos electrógenos de emergencia, equipos estos que la mayor parte del tiempo solo funcionan para situaciones de falta de energía en la red pública de electricidad. Ocurre que el grupo electrógeno estuvo mucho tiempo "parado" y la batería se auto-descargó hasta tal nivel, que no se consigue arrancar al grupo.

La velocidad de auto-descarga no es uniforme, depende de:

- Tipo de batería: las baterías de tipo "convencional" o de plomo-antimonio, se auto-descargan más rápidamente que las llamadas baterías Libre de Mantenimiento o baterías de plomo-calcio.
- Temperatura ambiente: climas calurosos, aceleran el efecto de descarga.

Una batería de plomo-calcio, para descargarse por debajo de 50% de su capacidad nominal y a una temperatura de 27°C, necesita 18 meses. En cambio, una batería de plomo-antimonio a la misma temperatura de 27°C, requiere tan solo de un periodo de 4 meses para descargarse por debajo del 50%.

#### A.1.6.2. Proceso de carga de un acumulador

En la siguiente figura se ilustra un ejemplo del proceso de carga, a corriente constante, de una batería, en el que se pueden distinguir tres zonas:

- **Zona I:** el voltaje de carga va aumentando de forma suave y lineal. Toda la corriente que circula a través de la batería se utiliza para restablecer los materiales activos de acuerdo a la reacción redox.
- **Zona II:** el voltaje sufre una subida brusca. En esta segunda etapa se superponen dos fenómenos. Primero se siguen produciendo materiales activos como en la zona I y segundo, los reactivos que producen los materiales activos comienzan a escasear por lo que parte de la corriente que llega a la batería se invierte en la hidrólisis del agua del electrolito. Este fenómeno se denomina gaseo y el voltaje al que comienza a manifestarse se denomina voltaje de gaseo.
- **Zona III:** el voltaje alcanza un valor estable. En esta última etapa los materiales activos se han agotado y toda la corriente que llega la batería se invierte en la hidrólisis del agua. El voltaje estable que alcanza la batería al final de la carga se denomina voltaje final de carga (Vfc).

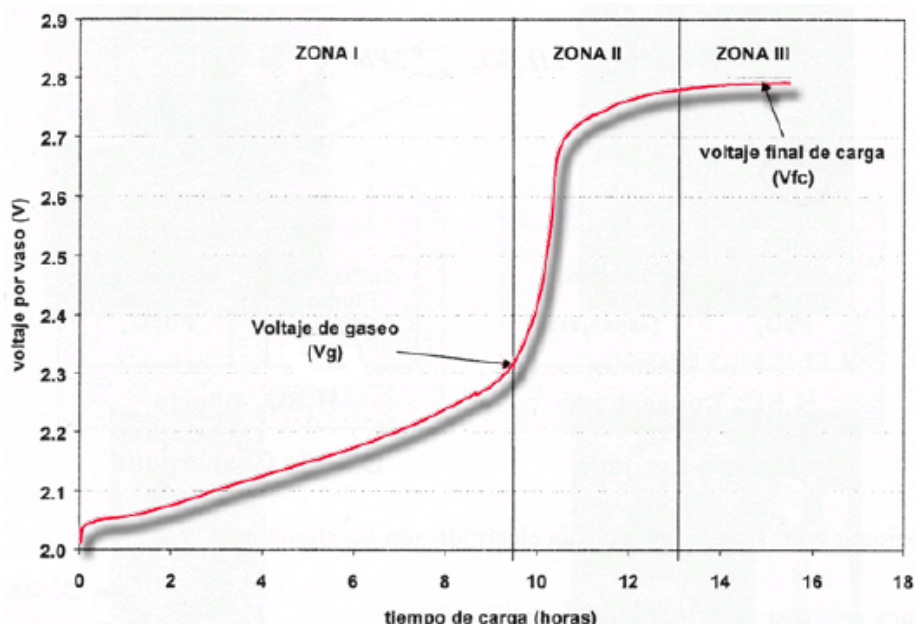


Figura A.1.22. Curva de carga de una batería

El proceso de carga tiene una dependencia directa con la corriente de carga y con la temperatura a la que se produzca el proceso. Mientras más rápido es el proceso de carga (más intensidad en menos tiempo) mayor es el voltaje de fin de carga y mayor el estado de carga final. Cuanto menor sea la temperatura de la batería en el proceso de carga mayor es el voltaje de fin de carga.

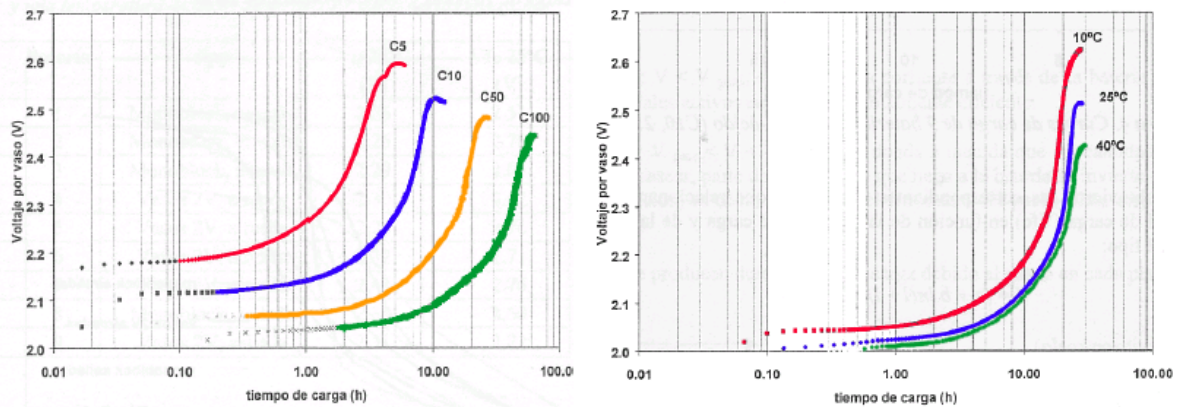


Figura A.1.23. Efecto de la corriente y la temperatura en el proceso de carga

Es decir, el voltaje final recomendado para que la batería llegue al estado de plena carga será mayor cuanto más baja sea la temperatura, ya que esta impedirá que se realice la reacción química adecuadamente, por lo que va a necesitar más energía para acabar el proceso. Es importante tener este aspecto en cuenta, ya que según el lugar en el que esté la instalación o los medios de aislamiento con los que cuente, se habrá de corregir el voltaje en función de la temperatura.

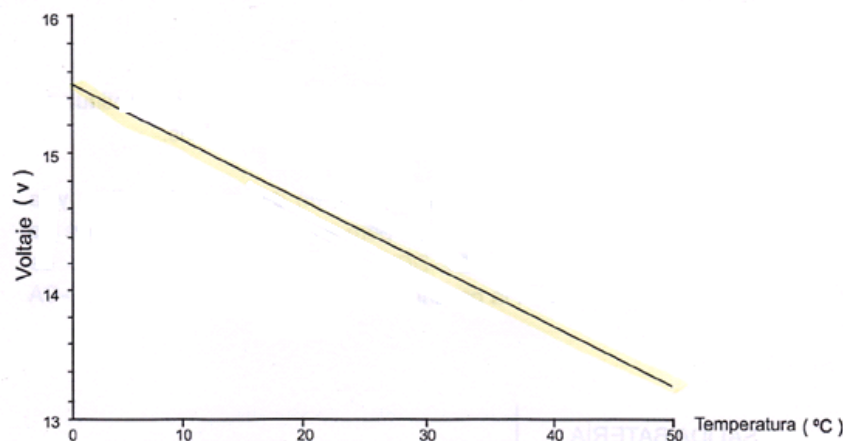


Figura A.1.24. Voltaje de carga en función de la temperatura

Para lograr una carga óptima de la batería, se emplean otras metodologías distintas de la corriente constante:

- **Carga combinada:** probablemente es el método más apropiado para conseguir una plena carga de la batería. El proceso se divide en tres fases. Primera a corriente constante hasta alcanzar un voltaje de 2.4V por vaso, segunda a voltaje constante hasta que la corriente de cola es prácticamente constante. Tercero la batería se mantiene en flotación un tiempo que oscila entre 1-3 horas (~2.25-2.27V/vaso).
- **Modulación PWM:** consiste en la carga de la batería mediante pulsos de corriente, la amplitud de los pulsos varía en función del estado de carga de la batería. Muchos de los reguladores de carga del mercado incorporan esta metodología de carga.

### A.1.6.3. Proceso de descarga de un acumulador

La descarga es el proceso por el cual la energía electroquímica almacenada en la batería se transforma en energía eléctrica. La descarga suele caracterizarse partiendo de la suposición de que el proceso se realiza a corriente constante.

Si se sigue esta metodología, el voltaje de descarga de la batería en función del perfil de descarga tiene una progresión como la indicada en la figura siguiente:

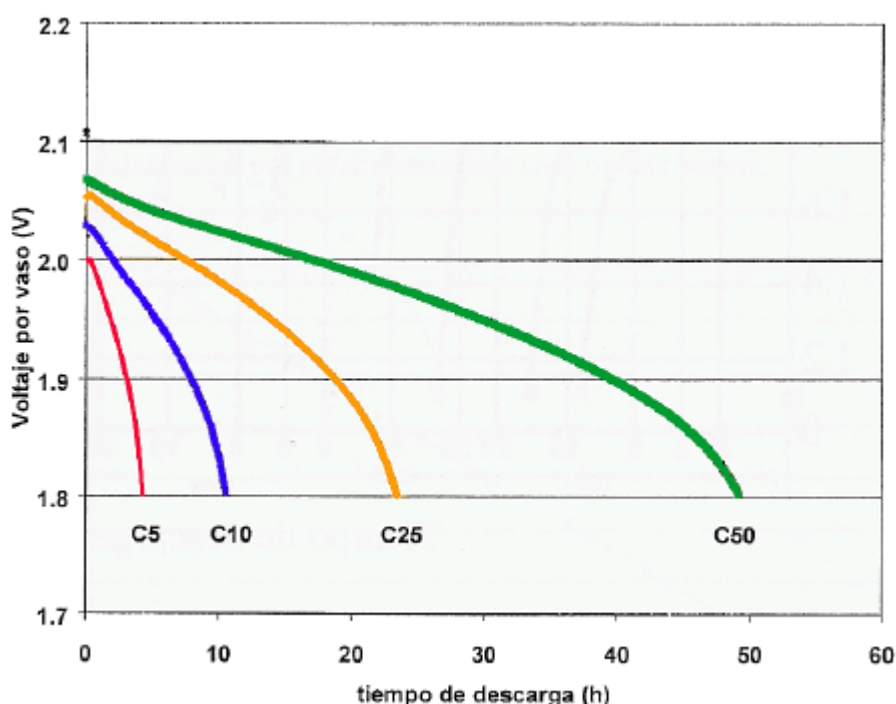


Figura A.1.25. Curva de descarga de una batería

La descarga depende de la intensidad de descarga así como de la temperatura a la que tiene lugar el proceso:



- **Corriente de descarga:** a elevados regimenes (altas corrientes) de descarga las baterías suministran menor capacidad porque se descargan mas rápidamente haciendo que las transformaciones internas sean más superficiales. Se produce un aumento de la resistencia interna, y por ello, parte de la energía almacenada se disipa en forma de calor.
- **Temperatura:** cuanto menor es la temperatura, menor es la capacidad, pues mayor es la viscosidad del ácido y más lentos los procesos de difusión iónica.

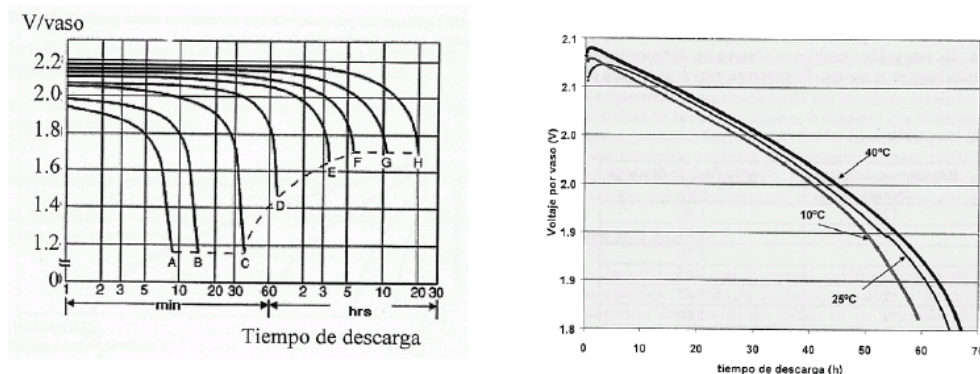


Figura A.1.26. Efecto de la corriente y la temperatura en la descarga

#### A.1.6.4. Proceso de carga y descarga: ciclo autónomo

Para ilustrar el ciclo de carga/descarga de una batería, se describe a continuación un ejemplo concreto: instalación de energía solar típica para una vivienda, de tal forma que la energía generada se utilice, por una parte, para satisfacer las necesidades de la vivienda y el resto lo absorberá la batería, si no está cargada al 100%; si lo está, con ayuda de algún dispositivo, no se dejará pasar a la corriente.

Por la noche, el consumo eléctrico es mayor (iluminación), y como los paneles no pueden generar electricidad, se empleará la almacenada en la batería. Este ciclo de carga-descarga se va a repetir cada día. Si llueve, nieva o hay nubes, entonces sólo se consume energía de la batería.

Esto es lo que se conoce como ciclo autónomo: período en el cual se depende única y exclusivamente de la energía almacenada en la batería. En instalaciones que cuenta con dispositivos auxiliares a conexión a red, no existe este ciclo autónomo (siempre se puede consumir energía de la red de distribución).

La profundidad de descarga de un ciclo diario suele ser del 5 ó 10% de la capacidad total (en viviendas), pero en un ciclo autónomo vendrá determinado por el tipo de batería, no debiendo sobrepasar nunca el 80% en las de Ni-Cd y en las estacionarias de Pb-Sb, siendo del 40% en las no estacionarias para uso fotovoltaico, como pueden ser las de Pb-Ca, y llegando al 20% si se emplean baterías de coche.

Nuevamente se ha de tener en cuenta que cuando una batería se descarga, su voltaje disminuye. Cuando la batería se carga, este aumentará, de tal forma que una batería de 12 V podrá dar, a circuito abierto, 13 V. Las baterías presentan un umbral por debajo del cual no podrán recuperarse si se siguen descargando (se dañan permanentemente, debido a reacciones químicas irreversibles). En las baterías de 12 V, este voltaje inferior límite está en el orden de los 11 V.

#### A.1.6.5. Vida útil y procesos de degradación

Se define el tiempo de vida o vida útil de una batería como el número de ciclos que puede soportar conservando una capacidad residual de por encima del 80% de su capacidad nominal. Los principales factores que afectan a la vida útil de la batería son:

- **Sobrecarga:** en el proceso de carga se debe de conseguir un voltaje tal que evite un excesivo gaseo, pero que ayude a evitar la estratificación del electrolito. La operación en sobrecarga además de producir pérdida de electrolito, provoca desprendimiento de material activo de las placas, con la consiguiente pérdida de capacidad.
- **Temperatura:** cuanto mayor es la temperatura de operación menor será el tiempo de vida de la batería. Se recomienda una temperatura de trabajo entre 20-25 °C.
- **Historia de la batería:** si una batería lleva un largo periodo sin ser recargada completamente (recargas parciales), se produce un "efecto memoria" que impide que se recupere su capacidad nominal, siendo necesario varios ciclos de carga y descarga para recuperarla.
- **Uso:** la capacidad de una batería disminuye con el uso que de ella se hace (aunque sean ciclos completos, sin excesos de descarga etc.).

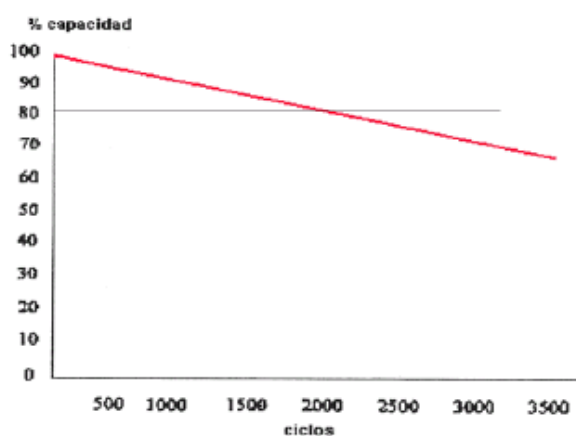


Figura A.1.27. Pérdida de capacidad por el uso



- **Profundidad de descarga (DOD):** cuanto mayor sea la descarga en cada ciclo (mayor DOD) menor será la vida útil de la batería, como ya se ha indicado.

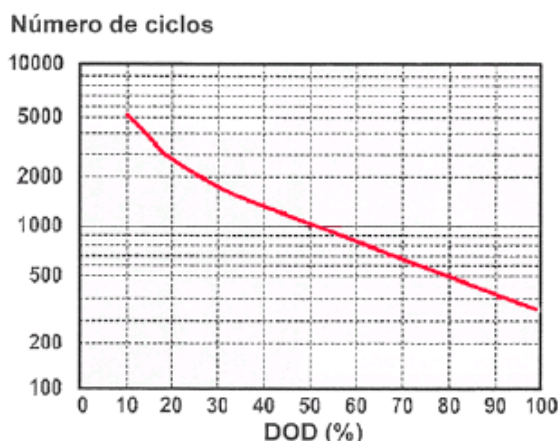


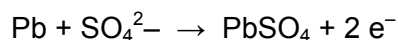
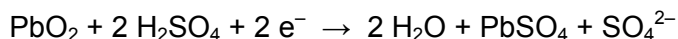
Figura A.1.28. N° ciclos según profundidad de descarga

#### A.1.6.6. Tipos de acumuladores

- **Acumulador de plomo:** está constituido por dos electrodos de plomo, de manera que, cuando el aparato está descargado, se encuentra en forma de sulfato de plomo (II) ( $\text{PbSO}_4$ ) incrustado en una matriz de plomo metálico (Pb); el electrolito es una disolución de ácido sulfúrico. Este tipo de acumulador se sigue usando aún en muchas aplicaciones, entre ellas en los automóviles. Su funcionamiento se explica en los párrafos siguientes.

Durante el proceso de carga inicial, el sulfato de plomo (II) es reducido a plomo metal en el polo negativo (cátodo), mientras que en el ánodo se forma óxido de plomo (IV) ( $\text{PbO}_2$ ). No se libera hidrógeno, ya que la reducción de los protones a hidrógeno elemental está cinéticamente impedida en una superficie de plomo, característica favorable que se refuerza incorporando a los electrodos pequeñas cantidades de plata. El desprendimiento de hidrógeno provocaría la lenta degradación del electrodo, ayudando a que se desmoronasen mecánicamente partes del mismo, alteraciones irreversibles que acortarían la duración del acumulador.

Durante la descarga se invierten los procesos de la carga. El óxido de plomo (IV), que ahora ejerce de cátodo, es reducido a sulfato de plomo (II), mientras que el plomo elemental es oxidado en el ánodo para dar igualmente sulfato de plomo (II). Los electrones intercambiados se aprovechan en forma de corriente eléctrica por un circuito externo. Los procesos elementales que trascurren son los siguientes:



En la descarga baja la concentración del ácido sulfúrico, porque se crea sulfato de plomo (II) y aumenta la cantidad de agua liberada en la reacción. Como el ácido sulfúrico concentrado tiene una densidad superior a la del ácido sulfúrico diluido, la densidad del ácido puede servir de indicador para el estado de carga.

No obstante, este proceso no se puede repetir indefinidamente, porque, cuando el sulfato de plomo (II) forma cristales muy grandes, ya no responden bien a los procesos indicados, con lo que se pierde la característica esencial de la reversibilidad. Se dice entonces que el acumulador se ha sulfatado y es necesario sustituirlo por otro nuevo. Los acumuladores de este tipo que se venden actualmente utilizan un electrolito en pasta, que no se evapora y hace mucho más segura y cómoda su utilización.

Cuando varias celdas se agrupan para formar una batería comercial, reciben el nombre de "vasos", que se conectan en serie para proporcionar un mayor voltaje. Dichos vasos se contienen dentro de una caja de polipropileno copolímero de alta densidad con compartimientos estancos para cada celda. La tensión suministrada por una batería de este tipo se encuentra normalizada en 12 Voltios si posee 6 elementos o vasos. En algunos vehículos comerciales y agrícolas antiguos todavía se utilizan baterías de 6 Voltios de 3 elementos.

Las principales ventajas de estos acumuladores son:

- Bajo coste
- Fácil fabricación

Las principales desventajas:

- No admiten sobrecargas ni descargas profundas.
- Altamente contaminantes.
- Baja densidad de energía: 30 Wh/Kg
- Peso excesivo, al estar compuesta principalmente de plomo, paradójicamente es más liviana una carga de ladrillos que un acumulador de plomo de 24 V, por esta razón su uso en automóviles eléctricos es considerado como un absurdo. Su uso se restringe por esta razón en aplicaciones estacionarias como por ejemplo fuentes de alimentación ininterrumpidas para equipos médicos.

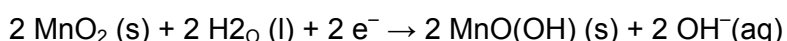
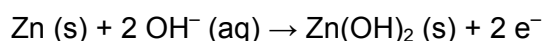
Por todo lo indicado anteriormente, este tipo de baterías está fuertemente desaconsejado en aplicaciones fotovoltaicas.

- **Batería alcalina:** también denominada de ferroníquel, sus electrodos son láminas de acero en forma de rejilla con panales rellenos de óxido níqueloso (NiO), que constituyen el electrodo positivo, y de óxido ferroso (FeO), el negativo, estando formado el electrolito por una disolución de potasa cáustica (KOH).

Durante la carga se produce un proceso de oxidación anódica y otro de reducción catódica, transformándose el óxido níqueloso en níquelico y el óxido ferroso en hierro metálico. Esta reacción se produce en sentido inverso durante la descarga.

Su mayor costo se deriva de la dificultad de sellar las pilas contra las fugas. Casi todas vienen blindadas, lo que impide el derramamiento de los constituyentes. Sin embargo, este blindaje no tiene duración ilimitada. Las baterías alcalinas tienen una vida media mayor que las de las celdas secas comunes y resisten mejor el uso constante.

El voltaje típico de una pila alcalina es cercano a 1,5 V. Durante la descarga, las reacciones en la celda seca alcalina son:



- **Baterías alcalinas de manganeso:** con un contenido de mercurio que ronda el 0,1% de su peso total, es una versión mejorada de la pila anterior, en la que se ha sustituido el conductor iónico cloruro de amonio por hidróxido de potasio (de ahí su nombre de alcalina). El recipiente de la pila es de acero, y la disposición del zinc y del óxido de manganeso (IV) (o dióxido de manganeso) es la contraria, situándose el zinc, ahora en polvo, en el centro. La cantidad de mercurio empleada para regularizar la descarga es mayor. Esto le confiere mayor duración y mejor rendimiento. Por el contrario, su precio es más elevado. Se utiliza en aparatos de mayor consumo como (grabadoras portátiles, flashes electrónicos).

El ánodo es de zinc amalgamado y el cátodo es un material polarizador compuesto en base a dióxido de manganeso, óxido de mercurio (II) mezclado íntimamente con grafito, y en casos raros, óxido de plata  $\text{Ag}_2\text{O}$  (estos dos últimos son muy costosos, peligrosos y tóxicos), a fin de reducir su resistividad eléctrica. El electrolito es una solución de hidróxido potásico (KOH), el cual presenta una resistencia interna bajísima, lo que permite que no se tengan descargas internas y la energía pueda ser acumulada durante mucho tiempo. Este electrolito, en las pilas comerciales se endurece con gelatinas o derivados de la celulosa.

Este tipo de baterías presenta algunas desventajas, siendo las principales su precio y lo contaminantes que resultan (una pila alcalina puede contaminar 175.000 litros de agua, que llega a ser el consumo promedio de agua de toda la vida de seis personas; una pila común (zinc-carbono), puede contaminar 3.000 litros de agua).

- **Baterías de níquel-cadmio (Ni-Cd):** utilizan un cátodo de hidróxido de níquel y un ánodo de un compuesto de cadmio. El electrolito es de hidróxido de potasio. Esta configuración de materiales permite recargar la batería una vez está agotada, para su reutilización. Sin embargo, su densidad de energía es de tan sólo 50 Wh/kg, lo que hace que tengan poca capacidad. Admiten sobrecargas, se pueden seguir cargando cuando ya no admiten más carga, aunque no la almacena. Admiten un gran rango de temperaturas de funcionamiento. Como principal inconveniente, presentan un elevado efecto memoria (pérdida de la capacidad de almacenamiento con el tiempo). Estas baterías son de uso habitual en aplicaciones fotovoltaicas de baja potencia, debido a su elevado coste (comparado, por ejemplo, con las de plomo-ácido).
- **Baterías de níquel-hidruro metálico (Ni-MH):** utilizan un ánodo de hidróxido de níquel y un cátodo de una aleación de hidruro metálico. Este tipo de baterías se encuentran menos afectadas por el efecto memoria. No admiten bien el frío extremo, reduciendo drásticamente la potencia eficaz que puede entregar.
- **Baterías de iones de litio (Li-ion):** las baterías de iones de litio (Li-ion) utilizan un ánodo de grafito y un cátodo de óxido de cobalto, trifilina ( $\text{LiFePO}_4$ ) u óxido de manganeso. Su desarrollo es más reciente, y permite llegar a altas densidades de energía. No admiten descargas profundas, y sufren mucho cuando éstas suceden por lo que suelen llevar acoplada circuitería adicional para conocer el estado de la batería, y evitar así tanto la carga excesiva, como la descarga completa. Apenas sufren el efecto memoria y pueden cargarse sin necesidad de estar descargadas completamente, sin reducción de su vida útil. No admiten bien cambios  $T^a$ .
- **Baterías de polímero de litio (LiPo):** son una variación de las baterías de iones de litio (Li-ion). Sus características son muy similares, pero permiten una mayor densidad de energía, así como una tasa de descarga bastante superior. Estas baterías tienen un tamaño más reducido respecto a las de otros componentes. Su tamaño y peso las hace muy útiles para equipos pequeños que requieran potencia y duración.
- Sin embargo, las baterías que más se utilizan en **aplicaciones fotovoltaicas** son las de **plomo-ácido** (cuota de mercado superior al 90%). Aunque las baterías de níquel-cadmio son bastante más caras, también son más fiables y resistentes; soportan descargas de hasta el 90% de su capacidad teórica, y se recuperan totalmente; del mismo modo, resisten bien bajas temperaturas; otro detalle que hay que tener en cuenta es que los cortocircuitos que pueden dañar a las baterías de plomo no son demasiado peligrosos para las baterías de níquel-cadmio, y tampoco les haría mucho daño el hecho de que se quedasen sin agua, ya que lo único que pasaría, es que dejarían de funcionar por un tiempo. Ambos tipos de baterías tienen una vida similar, aunque las de plomo-ácido pueden durar mucho más.

Las baterías plomo-ácido estacionarias (aquellas que pasan la mayor parte del tiempo en flotación, totalmente cargadas, y que experimentan descargas profundas y relativamente poco frecuentes) de bajo contenido en antimonio, son las más empleadas en sistemas fotovoltaicos. Típicamente, estas baterías soportan 2.500 ciclos de carga descarga cuando la profundidad de descarga es del 20%, y unos 1.200 con profundidad del 50%. Su auto-descarga es baja (3% mensual, comparado con el 20% de una batería de plomo-ácido convencional), y su mantenimiento es reducido.

A su vez, las baterías plomo-ácido se clasifican en:

- El **acumulador estacionario Pb-Sb** (plomo-antimonio) es adecuado para instalaciones fotovoltaicas tanto en servicios intermitentes como en continuo. Capaz de producir altas intensidades en periodos de tiempo pequeño; también se les llama baterías o acumuladores de arranque.
- El **acumulador de platino-antimonio** (Pt-Sb) con placas tubulares es el que más se utiliza en las instalaciones medias y grandes, ya que admite descargas altas, aunque la vida útil será mayor cuanto menor sea la profundidad de descarga a la que esté sometida. Lo mejor para el acumulador es que se limite la descarga al 30% o menos de sus posibilidades, aunque hay ocasiones en las que se llega al 80%, por lo que también se les denomina a estas baterías de ciclo profundo. Se entregan en celdas de polipropileno translucido, cada una de ellas con una tensión de dos voltios, las cuales estarán unidas en serie hasta llegar a 12/24 V.
- Para las instalaciones pequeñas, se suelen utilizar las de **plomo-calcio**, ya que no necesitan mantenimiento y tienen una auto descarga muy baja, pero como es de ciclo superficial, no admite muchos ciclos por debajo del 15% de su capacidad y aguanta profundidades de hasta el 40%, por lo que la capacidad utilizable es la mitad que la de una estacionaria de igual valor nominal. Las baterías de plomo-calcio se venden de forma compacta o monoblocs, como en los coches, y tienen un tamaño mínimo para permitir su cómodo transporte; por su precio moderado, son las más empleadas en pequeñas instalaciones.

### A.1.7. REGULADORES DE CARGA

El regulador de carga es un dispositivo electrónico que se encarga de regular la corriente que le llegue a la batería para que no se sobrecargue, evitando desaprovechar la energía captada, por lo que este aparato debe medir en cada momento el voltaje, y una vez llegado a un valor dado no deje llegar corriente a la batería, o que llegue lo justo para mantenerla a plena carga.

Permite por tanto optimizar la cantidad de energía que se entrega a las baterías, controla la profundidad de descarga, evita la sobrecarga (evitando la gasificación) y desconecta los consumos en caso de descarga excesiva (evitando la estratificación del electrolito y la sulfatación). Esto permite alargar la vida de las baterías.

Entre los distintos controladores se pueden encontrar algunos básicos con únicamente funciones de conexión entre panel, batería y carga, hasta sistemas que pueden monitorearse remotamente. Asimismo varían las capacidades de regulación desde 6 A hasta más de 200 A.

El regulador de carga tiene la misión de regular la corriente que es absorbida por las baterías con el fin de que en ningún momento pueda sobrecargarse peligrosamente, pero al mismo tiempo evitando en lo posible que se deje de aprovechar la energía sobrante de los generadores. El regulador debe controlar la tensión, que será una indicación del estado de carga de las baterías y, si éste llega a un valor previamente establecido correspondiente a la tensión máxima admisible, actuar de forma que impida que la corriente siga fluyendo hacia la batería. También desconecta la carga si el estado de carga baja por debajo del mínimo admisible.

Sus características más importantes son:

- Tensión nominal: igual a la del bus DC: usualmente 12, 24 ó 48 V.
- Intensidad máxima que permite que circule a través de él: en el caso de existir generador fotovoltaico debe ser al menos un 30% mayor a la máxima corriente del generador fotovoltaico, puesto que en ocasiones (días con nubes rodeando el Sol) la irradiancia puede llegar a superar los 1300 W/m<sup>2</sup>.
- Valores de tensión de corte por alta (sobrecarga) y tensión de corte por baja (sobredescarga).
- Compensación con la temperatura. Las tensiones que indican el estado de carga de la batería varían con la temperatura, por eso algunos reguladores miden la temperatura y corrigen, basándose en ello, las tensiones de sobrecarga.

La forma de evitar la sobrecarga se basa en desconectar las baterías de las fuentes con las que se están cargando. Esta desconexión se puede realizar de dos formas, las cuales dan lugar a los reguladores tipo serie y tipo paralelo.

- Regulador tipo serie: realizan la función de desconectar el panel de las baterías cuando se logra el estado de plena carga. Es equivalente a un conmutador conectado en serie que proporciona una vía de baja resistencia desde el grupo de paneles al sistema de baterías durante la carga y un circuito abierto entre ambos cuando las baterías se encuentran plenamente cargadas.



Como elemento regulador se emplea un dispositivo semiconductor (normalmente transistores de potencia bipolares) capaz de conducir la corriente deseada en la carga, de soportar la diferencia de tensión entre la entrada y la salida, y que está provisto de un sistema térmico capaz de ceder al ambiente el calor generado por efecto Joule por la pérdida de potencia, evitando así alcanzar una temperatura peligrosa para la estructura.

Este elemento es gobernado por un circuito de control que, comparando constantemente la tensión de las baterías con una tensión de referencia, entrega al regulador una señal para permitir o impedir el paso de corriente.

- Regulador tipo paralelo: detectan la tensión en bornes de la batería y, cuando el potencial alcanza un valor determinado de antemano, proporcionan un camino de resistencia, derivando la corriente y apartándola de las baterías. Un diodo en serie, interpuesto entre el regulador y la batería, impide que la corriente de la batería retorne a través del regulador o de los paneles fotovoltaicos. Los reguladores tipo paralelo han de disipar toda la corriente de salida de las fuentes renovables cuando el sistema de baterías alcance el estado de plena carga. Los reguladores tipo paralelo son menos usados y tienen un rendimiento inferior a sus equivalentes tipo serie.

Una vez cargada la batería, los reguladores proporcionan la corriente mínima necesaria para mantenerlas a plena carga. Esta corriente mínima se llama corriente de flotación, de manera que cuando se reciba esta energía, recibirá exactamente la energía necesaria para mantener la batería a plena carga, y cuando no se consuma energía, compensará la auto descarga.

Estos reguladores permiten también adaptar la tensión del campo fotovoltaico a la de carga de las baterías (para, por ejemplo, emplear paneles fotovoltaicos especialmente diseñados para instalaciones de conexión a red en instalaciones aisladas; esto es necesario porque muchos paneles funcionan a tensiones no compatibles con la de las baterías, aspecto que no es tan importante en la conexión a red, siendo necesario por tanto adaptarla.

Es decir: permite usar configuraciones de paneles (conexión serie/paralelo) y tipos de paneles que proporcionen una tensión de entrada al regulador muy superior a la de carga de la batería, y además, logra que los paneles trabajen en cada momento en su punto de máxima potencia. Pese a ser un poco más caros, presentan la ventaja adicional de reducir el coste del cableado y las pérdidas en el mismo, al aumentar la tensión de trabajo. Se puede considerar como una mezcla entre transformador y regulador de carga. Reciben el nombre de **reguladores MPTT**.



Los reguladores actuales introducen microcontroladores para la correcta gestión de un sistema fotovoltaico. Su programación elaborada permite un control capaz de adaptarse a las distintas situaciones de forma automática, permitiendo la modificación manual de sus parámetros de funcionamiento para instalaciones especiales. Incluso los hay que memorizan datos que permiten conocer cuál ha sido la evolución de la instalación durante un tiempo determinado.

Un regulador de carga tiene tres modos de operación:

- **Igualación:** esta respuesta del regulador permite la realización automática de cargas de igualación de los acumuladores tras un período de tiempo en el que el estado de carga ha sido bajo, reduciendo al máximo el gaseo en caso contrario. Sería una especie de acondicionamiento de la batería.
- **Carga profunda:** tras la igualación, el sistema de regulación permite la entrada de corriente de carga a los acumuladores sin interrupción hasta alcanzar el punto de tensión final de carga. Alcanzado dicho punto el sistema de regulación interrumpe la carga y el sistema de control pasa a la segunda fase, la flotación. Cuando se alcanza la tensión final de carga, la batería ha alcanzado un nivel de carga próximo al 90% de su capacidad, en la siguiente fase se completará la carga.
- **Carga final y flotación:** la carga final del acumulador se realiza estableciendo una zona de actuación del sistema de regulación dentro de lo que se denomina “Banda de Flotación Dinámica”. La BFD es un rango de tensión cuyos valores máximo y mínimo se fijan entre la tensión final de carga y la tensión nominal + 10%.

Una vez alcanzado el valor de voltaje de plena carga de la batería, el regulador inyecta una corriente pequeña para mantenerla a plena carga, esto es, inyecta la corriente de flotación. Esta corriente se encarga por tanto de mantener la batería a plena carga y cuando no se consume energía se emplea en compensar la autodescarga de las baterías.

### A.1.8. INVERSORES/CONVERTIDORES

La tensión en el generador fotovoltaico, en las baterías y en la pila de combustible es una tensión continua. En muchas aplicaciones las cargas son necesariamente AC, como por ejemplo en el caso del accionamiento de motores de cierta potencia o en viviendas rurales (algunos electrodomésticos son exclusivamente AC). Para cargas de elevada potencia el dimensionado de los cables en DC (12, 24 ó 48 V habitualmente) puede dar lugar a secciones excesivamente elevadas. En todos estos casos el convertidor DC/AC (inversor) es imprescindible.

La función de un inversor es cambiar un voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseada por el usuario.

Un inversor simple consta de un oscilador que controla a un transistor, el cual se utiliza para interrumpir la corriente entrante y generar una onda cuadrada. Esta onda cuadrada alimenta a un transformador que suaviza su forma, haciéndola parecer un poco más una onda senoidal y produciendo el voltaje de salida necesario. Los inversores más modernos han comenzado a utilizar formas más avanzadas de transistores o dispositivos similares, como los tiristores, los triac's o los IGBT's (estos últimos, para alta potencia).

Existen en el mercado inversores monofásicos (tipo semipuerto, puente y push-pull) y trifásicos (tipo puente trifásico). El control se puede realizar en onda cuadrada, control de fase (cancelación de tensión) y control PWM senoidal (bipolar y unipolar). Las ondas (desde cuadrada a escalonada asemejándose a senoidal, en función del tipo de inversor) se obtienen controlando el tiempo de conducción de los dispositivos de potencia del puente (MOSFET, IGBT's, etc.). En el caso de onda senoidal la tensión obtenida se pasa por filtros L-C para dejar únicamente el primer armónico.

Hay inversores/convertidores aparatos que reciben corriente continua a un determinado voltaje y la transforman también a corriente continua, pero a un voltaje distinto. Estos se conocen como convertidores CC-CC (en inglés DC-DC), o transformadores. Los inversores que transforman (convierten) la corriente continua en alterna se denominan CC-CA (en inglés DC-CA).

Los convertidores CC-CA o inversores permiten transformar la corriente continua de 12 o 24 voltios, producidos en un panel solar y almacenados en la batería, en corriente alterna a 125 ó 220 voltios, que es lo que se utiliza generalmente en las casas. Esto permite utilizar aparatos eléctricos domésticos, de la misma forma que la red en una casa que tiene energía eléctrica a 220 voltios, pero esto trae consigo la pérdida de energía del propio convertidor, el cual tiene un rendimiento bastante pequeño en determinadas situaciones.

Un equipo CC-CC convierte, con un inversor, la corriente continua en corriente alterna, la cual saldrá elevada o reducida de tensión al pasar por un transformador, volviendo posteriormente a convertirse en corriente continua, pero con el voltaje necesario. Todos estos procesos tienen pérdidas que han de tenerse en cuenta.

Tanto en las aplicaciones fotovoltaicas como en el resto, los más utilizados son los primeros, aunque a veces se utilizan también los segundos, por ejemplo para alimentar un aparato de 24 voltios con una batería de doce voltios o viceversa.

Los inversores de conexión a red (no suele haber baterías o reguladores en estos sistemas) permiten utilizar un rango de tensiones de entrada DC mucho mayor, lo que da flexibilidad a la hora de configurar el campo de paneles solares. Además, incorporan tecnología MPPT (seguimiento del punto de máxima potencia), para lograr el máximo rendimiento de los paneles. Estos inversores pueden funcionar con tensiones de entrada del orden de 800 Vdc, para salidas de 50 kVA.

Las principales características de un inversor son:

- Tensiones nominales de entrada y salida. Muchos inversores se pueden adaptar a un gran rango de tensiones DC de entrada.
- Potencia nominal aparente (VA): potencia aparente que es capaz de suministrar indefinidamente. La potencia activa nominal (W) de un inversor es válida sólo si la carga tiene un factor de potencia 1. Si el factor de potencia es menor de 1, el inversor no puede suministrar toda la potencia activa nominal, manteniéndose la aparente. Los inversores suelen tener la capacidad de suministrar picos de corta duración del 300 ó 400% de la potencia nominal.
- Eficiencia: Debe ser lo más elevada posible para todo el rango de potencias de salida. Los de control PWM senoidal suelen tener un rendimiento del orden del 90% para el 70% de la potencia nominal de salida. Para potencias muy bajas, de menos del 10% (5% en los más modernos), la eficiencia cae en picado.

Las características que deben exigirse a un inversor son:

- Deben resistir potencias puras punta, como la producida al arrancar el motor de una nevera, sin que se colapse el inversor. Hay que decir que los inversores de onda cuadrada no aguantan muy bien estas subidas, aunque a cambio son bastante más baratos.
- Tienen que tener una eficacia razonable. Es necesario para ello analizar si el aparato va a trabajar a una potencia pequeña o a una fracción de la misma, ya que el rendimiento del convertidor baja mucho. La conversión del mismo debe ser del 70% trabajando a una potencia del 21% de la nominal y del 85% cuando trabaje a una potencia superior a la del 40% de la nominal.
- El montaje debe ser estable con independencia de la potencia demandada en cada instante. Se puede admitir una variación del 5% en convertidores senoidales y del 10% en convertidores de onda cuadrada. Si existen acumuladores, la tensión real de entrada no sería mayor del 125% ni menos del 85% de la tensión nominal de entrada del convertidor.
- Tendrá baja distorsión armónica, lo que se refiere a la calidad de la onda. La distorsión armónica da idea de lo que se asemeja una onda a la forma senoidal.

Los inversores de onda cuadrada tienen una elevada distorsión armónica y son válidos únicamente para cargas resistivas, como por ejemplo el alumbrado por incandescencia. Los inversores de onda senoidal modificada (escalones simulando una onda senoidal) pueden alimentar a algunos aparatos electrónicos, aunque para cargas electrónicas sensibles y motores se deben utilizar inversores de onda senoidal.

- Tiene que ser capaz de instalarse en paralelo, para un posible crecimiento en la instalación.
- Tiene que tener un arranque automático, para poder conectarse y desconectarse cuando se demande mayor o menor energía eléctrica.
- Capacidad para funcionar en paralelo con otros generadores: En sistemas híbridos aislados de la red el inversor debe ser capaz de funcionar en paralelo con el generador diesel y sincronizar su onda de tensión con dicho generador (en algunos casos estos inversores son convertidores bidireccionales, teniendo también la función de rectificador). Estos inversores deben ser capaces también de generar la onda de tensión cuando no funciona el generador diesel (los de conexión a red no sirven ya que cuando no detectan tensión a la salida se desconectan).

Los principales parámetros de diseño de un inversor son:

- Tensión de trabajo de entrada y salida
- Potencia nominal
- Frecuencia nominal y factor de distorsión
- Forma de la onda
- Rango de temperaturas admisibles
- Rendimiento en función de la potencia demandada
- Sobrecarga admisible
- Resistencia a cortocircuito
- Factor de potencia

### A.1.9. ELEMENTOS AUXILIARES

Toda instalación fotovoltaica dispone, por lo general, de una serie de elementos auxiliares, como pueden ser:

- **Alarmas:** si la batería se descarga demasiado, deberá instalarse un aparato que avise o desconecte la batería de los elementos de consumo, hasta que llegue a un buen nivel de carga. En caso de grandes instalaciones, estos dispositivos son tales que permiten que se vayan desconectando aparatos, según prioridades, mientras vaya alcanzando ciertos valores peligrosos. Los reguladores de carga pueden tener esta función.
- **Sistemas de iluminación:** Es habitual emplear reactancias electrónicas o balastos que, con ayuda de un transistor que funcione a altas frecuencias, produzca una descarga en un tubo fluorescente, haciendo que éste se encienda. Tienen una eficacia luminosa mayor que las bombillas convencionales. Los balastos deben estar protegidos contra la inversión de polaridad y funcionamiento en vacío, fabricándose para una vasta gama de frecuencias, siendo los mayores los de 4 hilos, dos para cada extremo del tubo. No obstante, también hay balastos para lámparas de sodio a baja presión que al tener mucha potencia luminosa, son muy apropiados para el alumbrado de exteriores.

Las lámparas y fluorescentes de alto voltaje son más caras, pero tienen la ventaja de que pueden combinarse sus tonos lumínicos para dar un resultado agradable a la vista.

También se empiezan a vender lámparas de inducción que funcionan según un campo magnético inducido por la corriente que circula a través de una bobina, haciendo que un gas que lleva se ilumine. Su vida es de unas 60.000 horas y no tiene electrodos, y tiene una eficiencia similar a la de los tubos fluorescentes.

- **Visualizadores electrónicos:** suelen ir acoplados a otros equipos para conocer los voltios, amperios intensidad radiante..., pero en la mayoría de los casos, con un voltímetro y un amperímetro capaces de medir en el circuito primario paneles-regulador y, en el secundario, batería y carga de consumo, será suficiente, aunque también puede resultar útil un contador amperio x hora que mide los amperios por hora que circula por una línea eléctrica.
- **Elementos de protección:** los más habituales, como en cualquier instalación eléctrica, son los fusibles. Se utilizan para proteger los elementos de instalación contra cortocircuitos, sobre intensidades etc., llevando cada aparato su propio fusible. Es habitual instalarlos además en los cuadros de conexiones, o en otros puntos del circuito. A estos elementos hay que añadir varistores, puestas a tierra, interruptores diferenciales, interruptores magnetotérmicos etc.

### A.1.10. GRUPO ELECTRÓGENO Ó GENERADOR

Los generadores diesel son grupos electrógenos compuestos principalmente por un motor de combustión interna acoplado a un generador eléctrico generalmente síncrono (aunque también existen asíncronos). Estos sistemas de generación convierten la energía contenida en los combustibles fósiles (gasol en este caso) en energía mecánica a través del motor de combustión, que mediante un acoplamiento mecánico mueve un generador eléctrico con el fin de convertir la energía mecánica en eléctrica.

Cuando un alternador trabaja en isla (aislado de la red eléctrica) para una determinada carga (intensidad y factor de potencia fijos), al aumentar la excitación aumenta la tensión de salida, mientras que al aumentar la potencia mecánica (aumentando el flujo de combustible), aumenta la velocidad de giro y consecuentemente la frecuencia.

Cuando un alternador trabaja conectado a la red eléctrica (la frecuencia y la tensión están fijadas por la red), cuando se aumenta la excitación aumenta la energía reactiva entregada por el alternador y al aumentar la potencia mecánica aumenta la potencia activa entregada por el alternador a la red.

En general los grupos electrógenos incorporan sistemas de control de frecuencia y de tensión. La frecuencia se controla por medio de las revoluciones del motor de combustión. Cuando el consumo eléctrico aumenta, aumenta el par resistente del alternador y la velocidad de giro disminuye. El control de frecuencia detecta esa disminución de la velocidad y da la orden a la bomba de gasol de inyectar más combustible para aumentar la velocidad.

El regulador de tensión controla la excitación del alternador para que el generador suministre exactamente la energía reactiva que demandan las cargas (y otras fuentes como generadores asíncronos) al nivel de tensión deseado. Si aumenta la energía reactiva demandada por las cargas (es decir, aumenta el desfase tensión-intensidad) hay que aumentar la corriente de excitación del rotor del alternador para mantener el nivel de tensión constante a la salida (debido a la reacción de inducido: para una misma intensidad de inducido, si el desfase tensión-intensidad es mayor la caída de tensión en el inducido es mayor, por lo que para mantener la tensión en bornes constante hay que aumentar la excitación). También hay que modificar la corriente de excitación si se modifica el módulo de la intensidad del inducido ya que la caída de tensión en éste se modifica.

Un grupo electrógeno típico consta de las siguientes partes:

- **Motor:** es la fuente de energía mecánica para que el alternador gire y genere electricidad. Generalmente, se emplean dos tipos de motores: de gasolina y de gasol (diésel). Generalmente los motores diésel son los más utilizados en los grupos electrógenos por sus prestaciones mecánicas, ecológicas y económicas

(menor consumo de combustible, siendo este además más barato). No obstante, también hay grupos que funcionan con gas natural (aquellos previstos para un uso muy intenso), o los que utilizan nafta como combustible, no estando recomendados estos últimos más que para aplicaciones de uso reducido (esto es debido a que los grupos que funcionan con nafta son más baratos, pero el precio de la nafta es mayor que el del gasoil o la gasolina).

- **Regulador:** el regulador es un dispositivo diseñado para mantener una velocidad constante del motor con relación a los requisitos de carga. La velocidad del motor está directamente relacionada con la frecuencia de salida del alternador, por lo que cualquier variación de la velocidad del motor afectará a la frecuencia de salida.
- **Sistema eléctrico del motor:** incluye el motor de arranque eléctrico, una/s batería/s libre/s de mantenimiento (y los sensores y dispositivos de alarmas de los que disponga el motor. Normalmente, un motor dispone de un manocontacto de presión de aceite (para avisar de sobrepresiones o depresiones en el circuito de aceite, lo que puede ser indicativo de defecto o exceso de acaite), un termocontacto de temperatura (un exceso de temperatura en el aceite puede ser indicativo de un problema en el motor) y de un contacto en el alternador de carga del motor para detectar un fallo de carga en la batería.
- **Sistema de refrigeración:** el sistema de refrigeración del motor puede ser por medio de agua, aceite o aire. El sistema de refrigeración por aire consiste en un ventilador de gran capacidad que hace pasar aire frío a lo largo del motor para enfriarlo. El sistema de refrigeración por agua/aceite consta de un radiador, un ventilador interior para enfriar sus propios componentes.
- **Alternador:** la energía eléctrica de salida se produce por medio de una alternador apantallado, protegido contra salpicaduras, autoexcitado, autorregulado y sin escobillas ,acoplado con precisión al motor, aunque también se pueden acoplar alternadores con escobillas para aquellos grupos cuyo funcionamiento vaya a ser limitado y, en ninguna circunstancia, forzado a regímenes mayores.
- **Depósito de combustible y bancada:** el motor y el alternador están acoplados y montados sobre una bancada de acero de gran resistencia La bancada incluye un depósito de combustible con una capacidad mínima de 8 horas de funcionamiento a plena carga.
- **Aislamiento de la vibración:** el grupo electrógeno está dotado de tacos diseñados para reducir las vibraciones transmitidas por el grupo motor-alternador. Estos aisladores están colocados entre la base del motor, del alternador, del cuadro de mando y la bancada.



- **Silenciador y sistema de escape.** El silenciador de escape va instalado en el grupo electrógeno. Reducen la emisión de ruidos producidos por el motor (de manera análoga al motor de un automóvil).
- **Sistema de control:** se puede instalar uno de los diferentes tipos de paneles y sistemas de control para controlar el funcionamiento y salida del grupo y para protegerlo contra posibles fallos en el funcionamiento.
- **Interruptor automático de salida:** para proteger al alternador, se suministra un interruptor automático de salida adecuado para el modelo y régimen de salida del grupo electrógeno.
- **Otros accesorios:** además de lo mencionado anteriormente, existen otros dispositivos que ayudan a controlar y mantener, de forma automática, el correcto funcionamiento del mismo. Para la regulación automática de la velocidad del motor se emplean una tarjeta electrónica de control para la señal de entrada "pick-up" y salida del "actuador". El pick-up es un dispositivo magnético que se instala justo en el engranaje situado en el motor, y éste, a su vez, está acoplado al engranaje del motor de arranque. El pick-up detecta la velocidad del motor, produce una salida de voltaje debido al movimiento del engranaje que se mueve a través del campo magnético de la punta del pick-up, por lo tanto, debe haber una correcta distancia entre la punta del pick-up y el engranaje del motor. El actuador sirve para controlar la velocidad del motor en condiciones de carga. Cuando la carga es muy elevada la velocidad del motor aumenta para proporcionar la potencia requerida y, cuando la carga es baja, la velocidad disminuye, es decir, el fundamento del actuador es controlar de forma automática el régimen de velocidad del motor sin aceleraciones bruscas, generando la potencia del motor de forma continua. Normalmente el actuador se acopla al dispositivo de entrada de combustible del motor.
- Cuando las condiciones de frío en el ambiente son intensas se dispone de un dispositivo calefactor denominado resistencia de **precalentamiento** que ayuda al arranque del motor. Los grupos electrógenos refrigerados por aire suelen emplear un radiador eléctrico, el cual se pone debajo del motor, de tal manera que mantiene el aceite a una cierta temperatura.

El parámetro más importante de los generadores es la **potencia nominal aparente** (VA), potencia que pueden suministrar indefinidamente. El valor de la potencia nominal sólo coincide con la potencia activa que pueden suministrar indefinidamente si el factor de potencia de las cargas es igual a 1. En el caso de factor de potencia menor que la unidad, la potencia activa que pueden suministrar indefinidamente es inferior a la nominal, debido a la limitación de corriente por los devanados del generador.

Los generadores diesel tienen un funcionamiento eficiente cuando operan entre el 80 y 100 % de su capacidad nominal, con una eficiencia típica de 3 kWh/l. Esta eficiencia decrece para cargas bajas (cuando está por debajo del 30% de su capacidad nominal la eficiencia decrece considerablemente). Además el desgaste y las necesidades de mantenimiento se incrementan a potencias bajas debido a que en la cámara de combustión no se alcanza la temperatura de operación nominal, produciéndose una acumulación de carbono en las paredes del cilindro que acorta la vida útil. Esta es la razón por la que los fabricantes suelen recomendar una potencia mínima de funcionamiento del 30 ó 40 % de la nominal.

Del mismo modo, muchos fabricantes no recomiendan un tiempo de funcionamiento inferior a 30 min, tiempo necesario para lograr una temperatura de funcionamiento adecuada.

### A.1.11. RECURSO SOLAR EN ARAGÓN

Tal como muestra la tabla A.1.3 y la figura A.1.29, en la mayor parte del territorio aragonés, los niveles de radiación solar global media diaria sobre superficie horizontal son elevados, situándose entre 13,5 y 16,5 MJ/m<sup>2</sup>día. En la zona pirenaica (especialmente en las laderas norte) el recurso es menor, mientras que en general, el recurso es más abundante en el valle del Ebro y en amplias zonas de las provincias de Huesca y Teruel.

A esto contribuye la elevada cantidad de días totalmente despejados en Aragón, según se muestra en la figura A.1.30.

Localidad	Total Anual (kWh/m <sup>2</sup> año)	Enero (Wh/m <sup>2</sup> día)	Febrero (Wh/m <sup>2</sup> día)	Marzo (Wh/m <sup>2</sup> día)	Abril (Wh/m <sup>2</sup> día)	Mayo (Wh/m <sup>2</sup> día)	Junio (Wh/m <sup>2</sup> día)	Julio (Wh/m <sup>2</sup> día)	Agosto (Wh/m <sup>2</sup> día)	Septiembre (Wh/m <sup>2</sup> día)	Octubre (Wh/m <sup>2</sup> día)	Noviembre (Wh/m <sup>2</sup> día)	Diciembre (Wh/m <sup>2</sup> día)
Alcañiz	1.568	1.828	3.042	4.092	5.165	5.689	6.805	7.024	6.063	4.763	3.202	2.241	1.577
Benasque	1.152	1.230	2.178	3.273	3.961	4.336	4.798	5.140	4.575	3.469	2.384	1.523	938
Bujaraloz	1.533	1.659	2.904	4.016	5.251	5.978	6.781	6.114	6.159	4.759	3.293	2.084	1.352
Calamocha	1.549	1.778	2.896	4.158	4.946	5.648	6.693	6.987	6.130	4.651	3.287	2.062	1.606
Calatayud	1.521	2.001	2.535	4.177	5.357	5.357	6.313	6.921	6.137	4.890	2.469	2.145	1.613
Canfranc	1.427	1.573	2.566	3.550	4.241	5.558	6.755	6.658	5.435	4.401	2.851	1.927	1.324
Daroca	1.600	1.820	2.991	4.142	5.005	5.860	7.070	7.238	6.376	4.934	3.370	2.141	1.573
Huesca	1.617	1.808	3.038	4.244	5.520	6.210	6.845	7.266	6.306	4.832	3.287	2.159	1.550
Jaca	1.563	1.753	2.918	3.940	4.915	5.988	7.182	6.960	5.935	4.732	3.203	2.193	1.581
Sariñena	1.598	1.744	2.884	4.121	5.239	6.156	7.118	7.194	6.261	4.754	3.231	2.223	1.536
Sos del Rey Católico	1.507	1.569	2.695	3.744	4.774	5.788	6.845	6.927	6.022	4.666	3.100	1.910	1.436
Tamarite	1.659	1.778	3.046	4.227	5.501	6.429	7.349	7.408	6.501	5.073	3.453	2.199	1.485
Teruel	1.611	1.944	3.107	4.106	5.125	5.910	6.942	7.220	6.296	4.869	3.393	2.266	1.698
Zaragoza	1.644	1.818	3.064	4.236	5.265	6.256	7.237	7.323	6.371	4.951	3.443	2.326	1.666

Tabla A.1.3. Radiación solar anual por m<sup>2</sup> en distintas localidades de Aragón

Los valores detallados en Zaragoza capital, tanto sobre superficie horizontal como en un plano inclinado  $42^\circ$  (que será la inclinación óptima de los paneles, al no disponer de un sistema de seguimiento solar), se han incluido en el apartado 4 de la memoria.

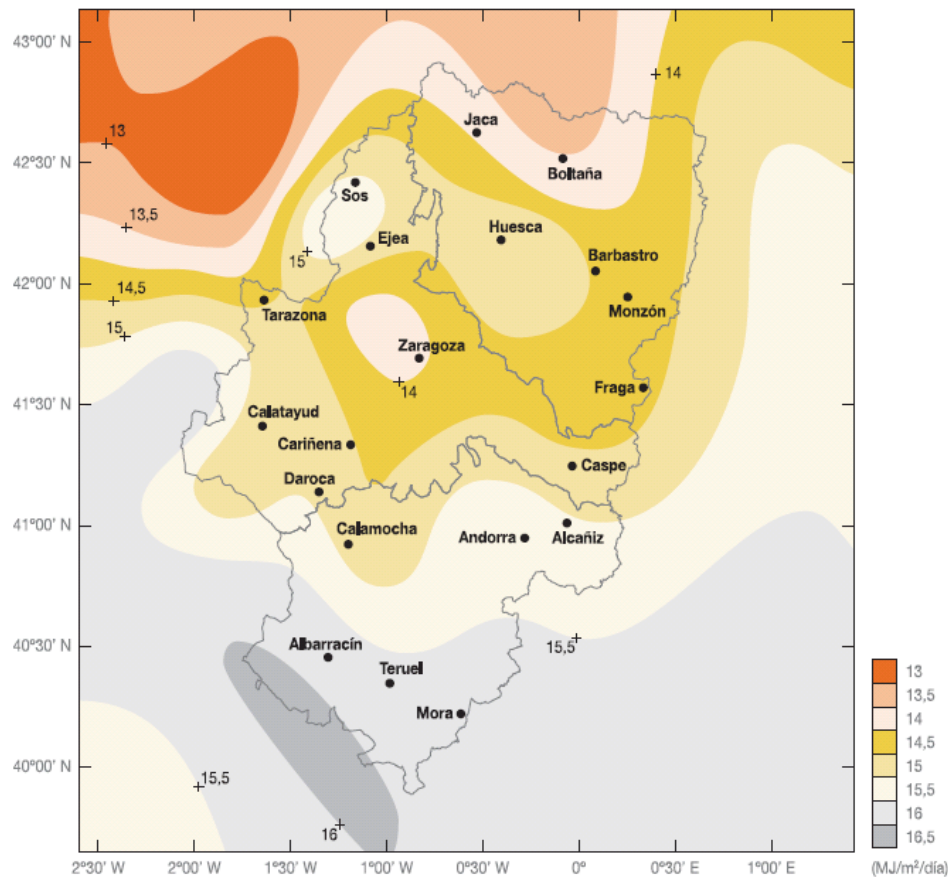


Figura A.1.29. Mapa de radiación solar por  $\text{m}^2$  y día en Aragón

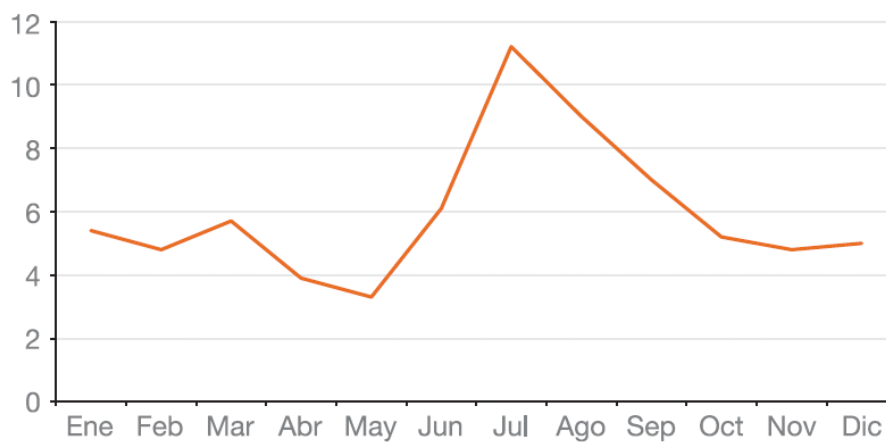


Figura A.1.30. Promedio mensual de días totalmente despejados

## A.2. HIDRÓGENO Y PILAS DE COMBUSTIBLE

La progresiva disminución de las reservas de combustibles fósiles y los problemas medioambientales asociados a su combustión obligan a la búsqueda de nuevas alternativas energéticas. En este contexto el hidrógeno surge como un nuevo vector energético, es decir, un transportador de energía primaria hasta los lugares de consumo que ofrece además importantes ventajas.

El hidrógeno es el elemento más abundante en el universo. Puede producirse a partir de:

- La electrólisis del agua ( $H_2O$ ) con energía eléctrica.
- La biomasa (C–H) por descomposición térmica o biológica.
- Los propios combustibles fósiles como el gas, el petróleo o el carbón.

En la actualidad, aproximadamente el 95% del hidrógeno se produce a partir de energías fósiles, concretamente a partir del reformado de gas natural. No obstante, la posibilidad de obtenerlo a partir de fuentes de energía renovables es la base de la llamada "economía del hidrógeno", cuyas expectativas pasan por producir hidrógeno a partir de recursos renovables, de forma económica y medioambientalmente sostenible, y que las tecnologías de uso final del hidrógeno ganen una cuota de mercado significativa.

En la medida que se alcancen estas expectativas, una economía del hidrógeno proporcionará una mayor seguridad energética y un menor impacto medioambiental. Lógicamente, alcanzar este objetivo conlleva superar un buen número de desafíos técnicos, sociales y políticos.

El proceso más desarrollado para la obtención de hidrógeno a partir de renovables es la electrólisis. Es un proceso electroquímico mediante el cual se genera hidrógeno y oxígeno a partir de la disociación del agua y energía eléctrica en corriente continua, transformándose la energía eléctrica en química. El equipo que lleva a cabo este proceso se denomina **electrolizador**.

La utilización de las **pilas de combustible** es la gran ventaja del hidrógeno frente a otros combustibles convencionales. El proceso es altamente eficiente en comparación con una máquina térmica. Las pilas de combustible son dispositivos electroquímicos constituidos por varias celdas individuales. A diferencia de los acumuladores ("pilas convencionales", o baterías), tienen la capacidad de producir energía eléctrica de forma indefinida mientras se suministra combustible y oxidante a los electrodos, con una eficiencia alta (típicamente, entre el 45 y el 65%) y con muy bajas emisiones (por no decir nulas). El resultado de la reacción es electricidad, agua y calor.

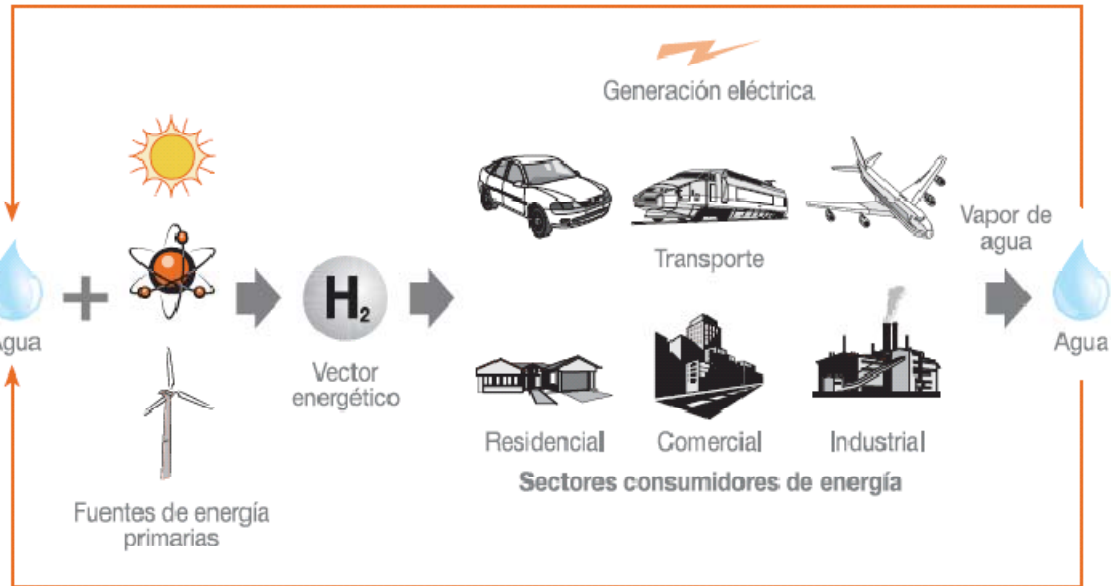


Figura A.2.1. Ciclo del hidrógeno

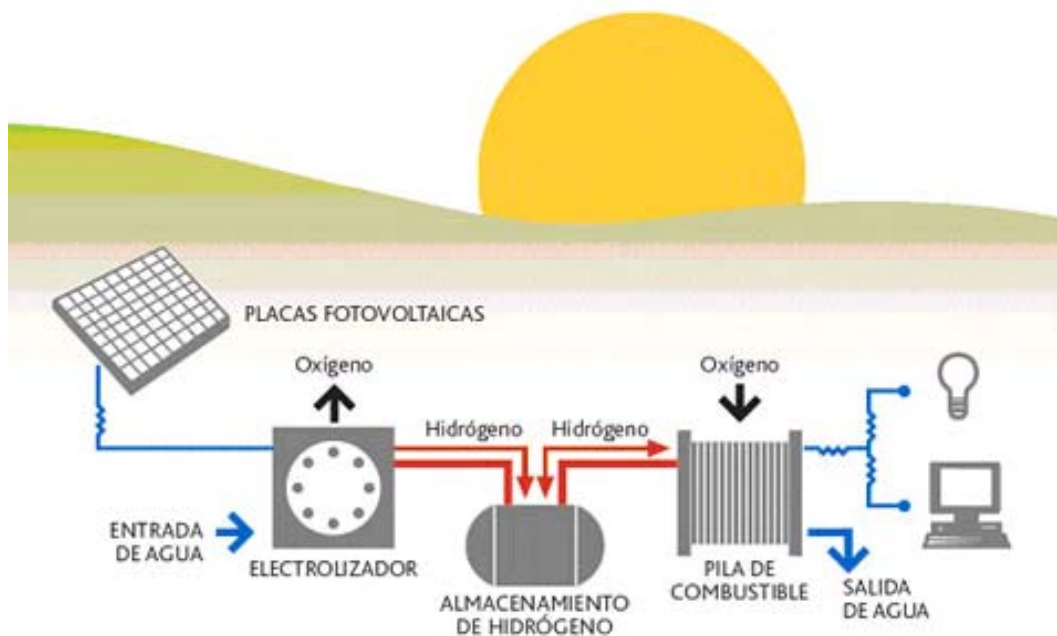


Figura A.2.2. Producción energía con hidrógeno y pilas de combustible



Desde la Comisión Europea se considera que las tecnologías del hidrógeno no sólo van a reducir las emisiones y la dependencia energética sino que, a largo plazo, además, van a favorecer la consecución de un desarrollo sostenible y permitirán cambiar profundamente el modelo socioeconómico y crear nuevas oportunidades para los países en desarrollo.

Se estima que el mercado de las pilas de combustible va a registrar en los próximos diez años un índice de crecimiento anual de entre el 40% y el 60% en el transporte. En las directrices de la Unión Europea, se establece para el año 2015 que el 2% de los vehículos que circulen por territorio comunitario lo haga con hidrógeno, con lo que el mercado europeo de vehículos dotados de pila de combustible puede situarse en los 16.300 millones de euros antes del año 2020, y en 52.000 millones de euros para 2040.

A continuación, y tras esta introducción, se recogen las principales propiedades del hidrógeno, así como una visión general del estado actual de las tecnologías de generación, almacenamiento y transporte de hidrógeno y de su utilización como fuente de energía en las pilas de combustible, presentando su aplicación en el campo de la generación eléctrica distribuida (instalaciones aisladas).

### A.2.1. CARACTERÍSTICAS DEL HIDRÓGENO

El hidrógeno es el elemento más ligero. La molécula de hidrógeno se caracteriza por tener un pequeño tamaño y peso molecular en comparación con la mayoría de compuestos. En condiciones normales (1 atmósfera de presión y 0°C) en un volumen de un 1 m<sup>3</sup> tan solo hay 90 gramos de hidrógeno.

Con estas características, y observando el poder calorífico del hidrógeno (ver tabla de la página siguiente), se puede apreciar el principal problema del hidrógeno: su bajo poder calorífico por unidad de volumen. Sin embargo, el poder calorífico por unidad de masa es muy elevado. Si se compara el poder calorífico del hidrógeno con otros combustible convencionales, se ve que 1 Kg. de hidrógeno equivale a casi 3 Kg. de gasolina. Sin embargo, si esta comparación la hacemos en volumen 1 Nm<sup>3</sup> de hidrógeno equivale energéticamente tan solo a 0,34 l de gasolina.

1 kg hidrógeno	2,40 kg metano	2,59 kg propano	2,78 kg gasolina	2,80 kg diesel	6,09 kg metanol
-------------------	-------------------	--------------------	---------------------	-------------------	--------------------

Tabla A.2.1. Equivalencia energética entre combustibles



Densidad del hidrógeno gas	0,0899 kg/Nm <sup>3</sup>
Densidad del hidrógeno líquido	0,0708 kg/L
Densidad energética del hidrógeno gas	10,8 MJ/Nm <sup>3</sup>
Densidad energética del hidrógeno líquido	8,495 MJ/L
Punto de ebullición	20,28 K
Punto de fusión	14,02 K
Poder calorífico Inferior PCI hidrógeno gas	119,972 MJ/kg
Poder calorífico Superior PCS hidrógeno gas	141,890 MJ/kg
Poder calorífico Inferior PCI hidrógeno líquido	10,783 MJ/Nm <sup>3</sup>
Poder calorífico Superior PCS hidrógeno líquido	12,745 MJ/Nm <sup>3</sup>
Límites de explosión	4 - 75% de H <sub>2</sub> en el aire
Límites de detonación	18,3 – 59,0% de H <sub>2</sub> en el aire
Temperaturas de combustión espontánea	858 K
Capacidad calorífica específica	Cp= 14,33 J/(kgK) Cv=10,12J/(kgK)
Coefficiente de difusión	0,61 cm <sup>2</sup> /s
Incoloro, inodoro e insípido	
No es tóxico, ni contaminante, ni corrosivo, ni cancerígeno, ni radiactivo	
No es explosivo, ni tiene autoignición, ni se descompone	
Es más ligero que el aire y se diluye rápidamente hacia arriba.	
Tiene una llama prácticamente invisible	

Figura A.2.2. Propiedades del hidrógeno

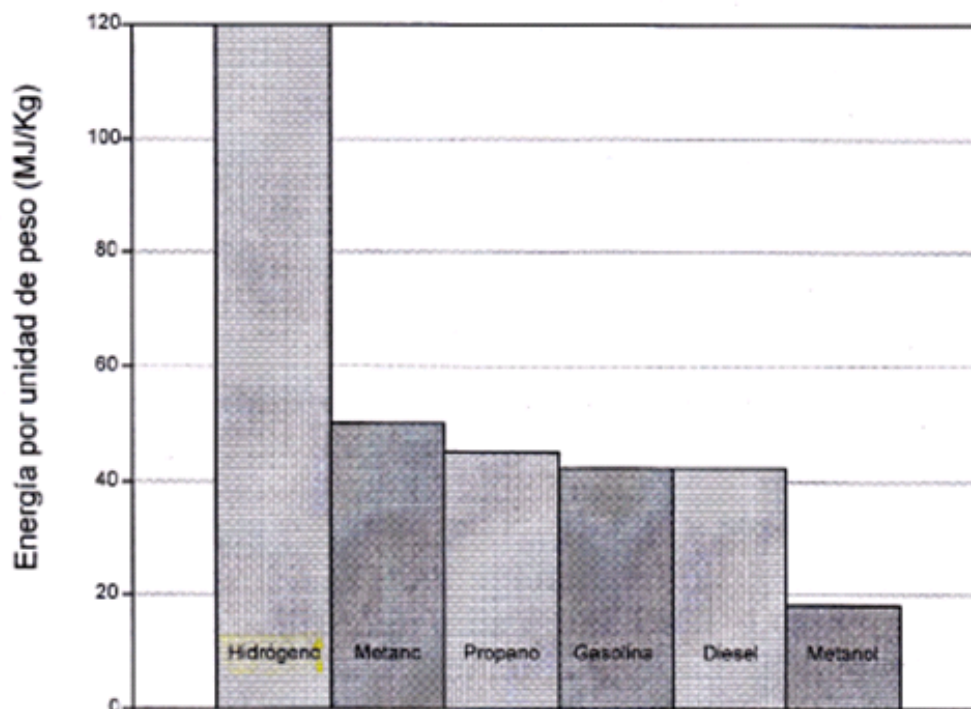


Figura A.2.3. Energía por unidad de peso de distintos combustibles



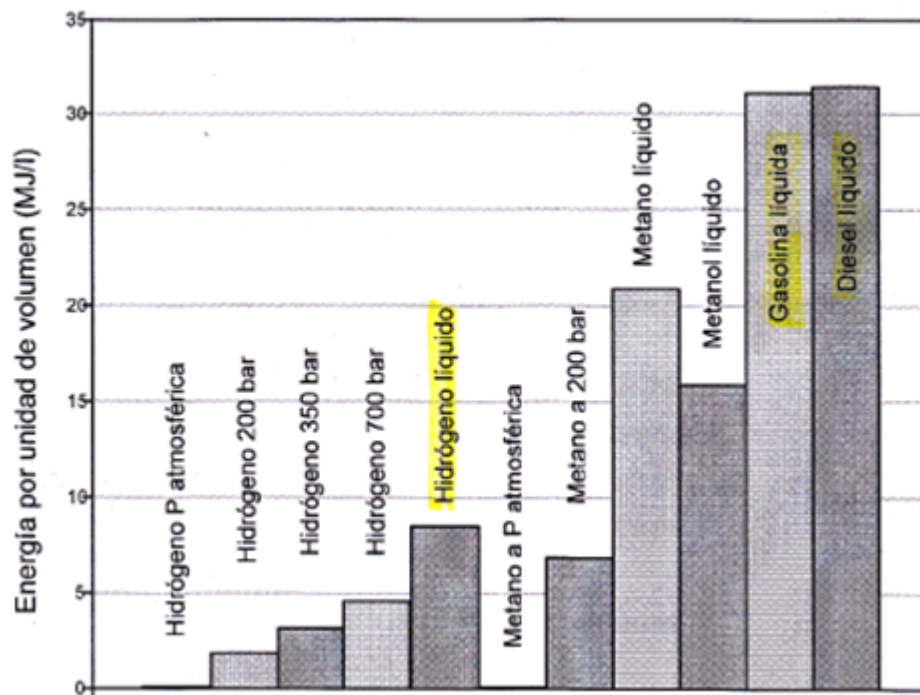


Figura A.2.4. Energía por unidad de volumen de distintos combustibles

También hay que observar que el volumen no disminuye de forma proporcional al aumento de presión, ya que el hidrógeno gas a altas presiones tiene un comportamiento de gas real, diferente al comportamiento de gas ideal válido para bajas y medias presiones. Para calcular la cantidad de hidrógeno a un determinado volumen y presión se debe usar el factor de compresibilidad. Cuanto más se aleje de 1, tanto más se aleja el comportamiento de la idealidad. El factor de compresibilidad se define como el cociente entre el producto del volumen geométrico (litros) por la presión (bar) y la cantidad de hidrógeno presente ( $\text{Nm}^3$ ). Así para una presión de 400 bares, el factor de compresibilidad aumenta hasta 1,272.

En resumen, por sus características físico-químicas, presenta una serie de **ventajas** que lo hacen especialmente adecuado para su uso como vector energético/ producción de energía:

- La molécula de hidrogeno está entre las moléculas más simples y estables.
- El hidrogeno tiene más alto contenido de energía por unidad de peso que cualquier otro combustible
- Su molécula es la más ligera y la más pequeña; se dispersa rápidamente
- Permite la combustión a altas relaciones de compresión y altas eficiencias en maquinas de combustión interna

- Cuando se le combina con oxígeno en las pilas de combustible electroquímicas, el hidrógeno puede producir electricidad directamente, rebasando los límites de eficiencia obtenidos en plantas generadoras de potencia

En cambio, presenta una serie de **desventajas**:

- Temperatura de licuefacción extremadamente baja (solo 20 grados por encima del cero absoluto).
- La obtención de hidrógeno líquido requiere un proceso muy complejo y muy caro energéticamente.
- Energía muy baja por unidad de volumen como gas o como líquido (más o menos una tercera parte de la del gas natural o gasolina, respectivamente).
- El transporte de hidrógeno gaseoso por conductos es menos eficiente que otros gases. Esto es debido a su baja densidad (aproximadamente 3 veces más de volumen debe ser transportado operando a la misma presión y temperatura que en tuberías de gas natural, aunque esto se puede compensar trabajando a presiones mayores.) y a que tanto tuberías, equipos auxiliares (bombas, compresores...), soldaduras... deben ser compatibles con hidrógeno para evitar fragilización de los materiales y posteriores fugas.
- El hidrógeno, al ser un elemento químico muy activo, reacciona muy fuertemente con las sustancias metálicas provocando cambios en la red cristalina, tales como su expansión; perturbación de los electrones del metal, así como cambios en las propiedades mecánicas del metal (pérdida de resistencia y ductilidad que puede derivar en la iniciación o propagación de fracturas mecánicas). Este fenómeno se conoce con el nombre de fragilización.
- La combinación de altas temperaturas con altas presiones en un ambiente con hidrógeno impone especiales requerimientos para los materiales que se empleen. El ataque por hidrógeno tiene dos formas de actuación. La primera se denomina descarbonización superficial y da lugar a una pérdida de resistencia y a un incremento de la ductilidad. La segunda forma es la descarbonización interna que ataca desde el interior del acero provocando una pérdida de resistencia y ductilidad en la que las fisuras aparecen en el borde de grano.
- Los contenedores para su almacenaje resultan voluminosos y pesados, y por tanto el almacenamiento de cantidades adecuadas en vehículos todavía es un problema significativo.
- El hidrógeno no es tóxico y no es contaminante, pero es difícil de detectar sin sensores adecuados ya que es incoloro, inodoro y su llama al aire es casi invisible.

## A.2.2. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE HIDRÓGENO

El hidrógeno puede producirse a partir de una amplia variedad de fuentes de energía primarias tales como combustibles fósiles (carbón, petróleo o gas natural) o diferentes intermediarios (productos de refinería, amoníaco, metanol). Para ello se realizan diversos tratamientos, cuyo objetivo es la obtención de un **gas de síntesis** a partir del cual sea posible extraer el hidrógeno:

- Reformado con vapor de agua (aplicable al gas natural e hidrocarburos ligeros).
- Oxidación parcial (aplicable a hidrocarburos pesados).
- Gasificación (aplicable al carbón, residuos, etc.).

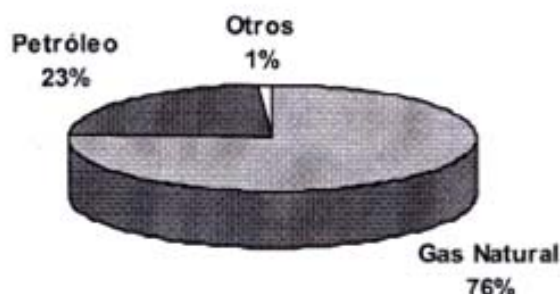


Figura A.2.5. Producción actual de hidrógeno

También se puede obtener hidrógeno a partir de fuentes de energía renovables como la eólica, fotovoltaica o hidroeléctrica, mediante la electrolisis del agua y también a partir de diversos procesos de transformación de la biomasa, como el reformado catalítico de bioetanol. La principal ventaja de obtener hidrógeno mediante electricidad generada a partir de fuentes renovables es que constituye un proceso cíclico limpio. Por el contrario, las barreras más importantes que frenan su uso extendido son su considerable menor rendimiento global y su mayor coste en comparación con la producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles.

Actualmente, el 75% de la producción mundial de hidrógeno se realiza a partir de **gas natural** mediante un proceso conocido como **reformado con vapor de agua**. El proceso se basa en la reacción del vapor de agua y el metano a alta temperatura sobre un catalizador.

Las ventajas del uso del gas natural frente a otros hidrocarburos en la producción del hidrogeno son la elevada relación atómica ( $\text{CH}_4$ : 4 átomos de H por cada átomo de C) lo que implica una mayor cantidad de  $\text{H}_2$  producido por átomo de carbono y una menor cantidad de  $\text{CO}_2$  producido por átomo de carbono.

La **gasificación a partir del coque del petróleo** también ha sido considerada en las refinerías para la producción de hidrógeno destinado al uso interno ya que cuanto más pesado es el crudo de partida, más hidrógeno se requiere para el procesamiento de los productos y mayor cantidad de coque se genera. El coque de petróleo es un producto residual de elevado contenido en carbono, resultante de la pirolisis de las fracciones pesadas obtenidas en el refinado del petróleo, que ha pasado a través de un estado líquido cristalino (también denominado mesofase) durante el proceso de carbonización y que está constituido por carbono no grafitico pero grafitizable.

Normalmente, estas refinerías se ven forzadas a importar gas natural extra para producir el hidrógeno necesario y, además, el coque de petróleo posee problemas logísticos y medioambientales. Su utilización como materia prima en plantas de gasificación aportaría hidrógeno reduciendo el aporte extra de gas natural y solventando las dificultades derivadas de su eliminación. Los residuos denominados coque de petróleo son además muy difíciles de procesar y contaminantes para generar energía.

El proceso para conseguir hidrógeno consiste en mezclar el coque de petróleo con agua aumentando su temperatura hasta unos 1.000 grados centígrados para lograr separar el hidrógeno y obtener un gas de síntesis (mezcla de CO y H<sub>2</sub>) que se podría utilizar para generar electricidad. Así, la materia prima, el coque de petróleo, se enriquece como combustible y se evita el vertido de contaminantes.

En la siguiente figura, se muestra un resumen de las principales tecnologías de producción de hidrógeno, acerca de las cuales se dan detalles adicionales en apartados posteriores del documento.

El tipo de procesado del combustible a partir del cual se produzca el hidrógeno depende del propio combustible y de la tecnología de pilas que se vaya a alimentar, ya que algunos tipos de pilas no aceptan determinadas impurezas en el gas de alimentación. Precisamente la tecnología de la celda determina qué condiciones son deseables y aceptables en el combustible procesado. Los límites de contaminación ayudan a determinar los procesos de limpieza específicos que se requieren.

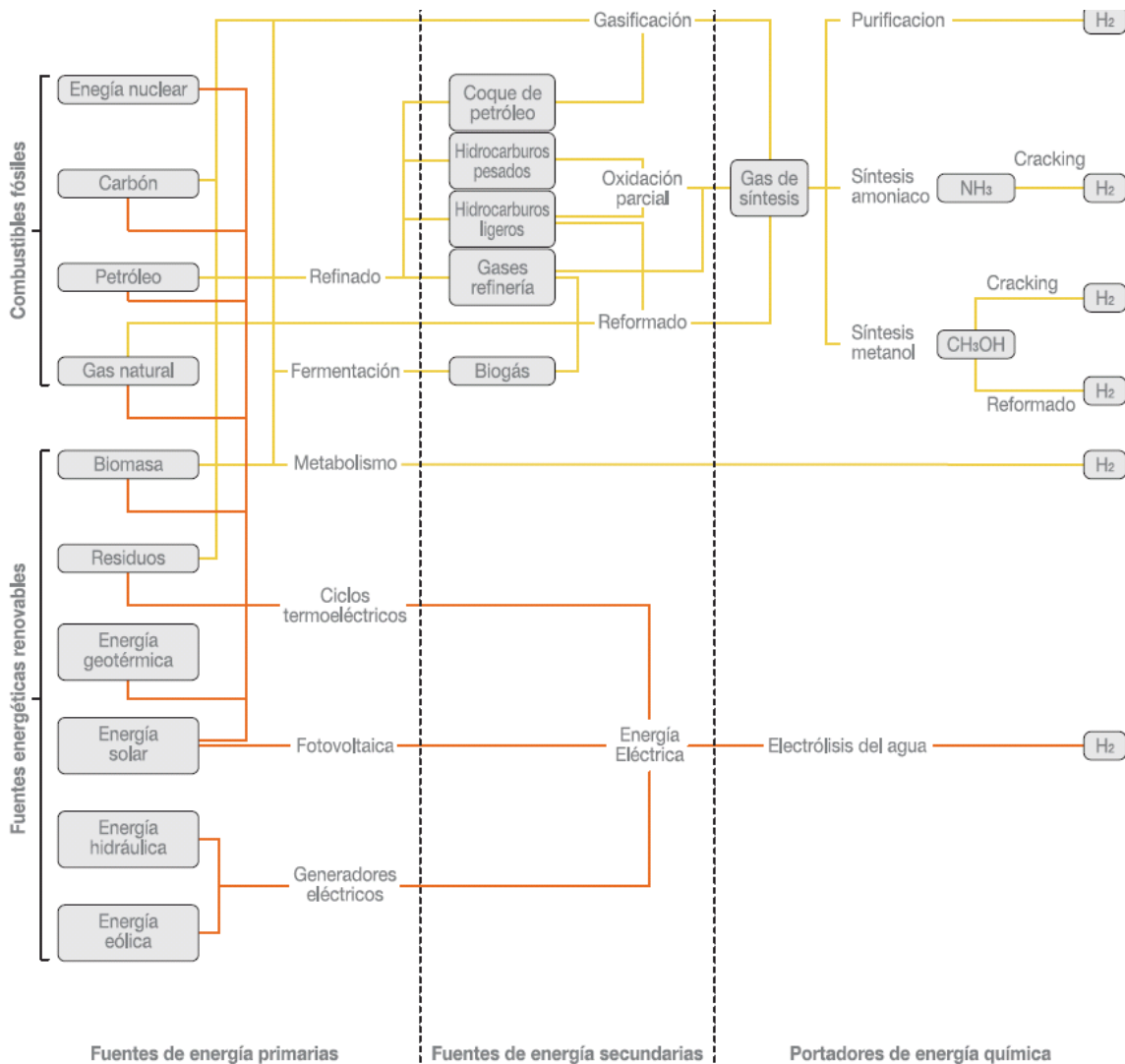


Figura A.2.6. Principales tecnologías de generación de hidrógeno

### A.2.2.1. Reformado de gas natural

El reformado de gas natural mediante vapor de agua es el método más barato y extendido de obtención de hidrógeno. Este proceso está basado en la reacción del metano con el vapor de agua a alta temperatura sobre un lecho de catalizador. Se representa esquemáticamente el proceso en la figura siguiente:

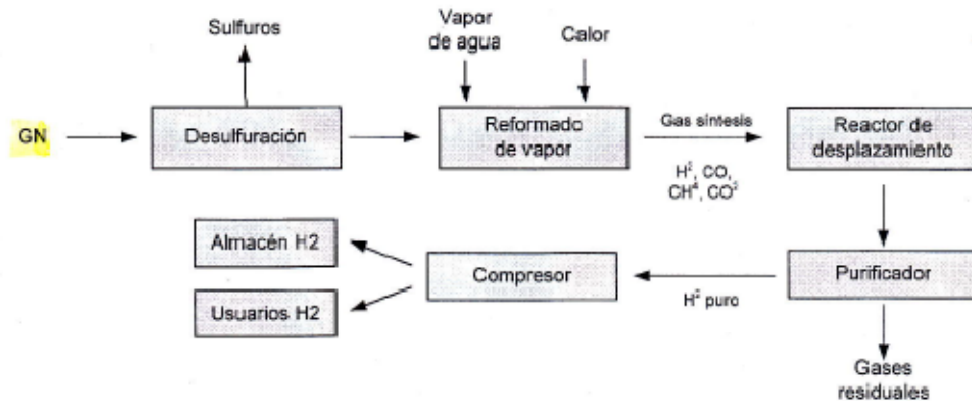
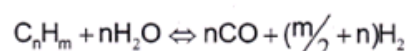
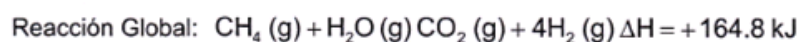
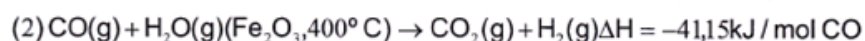


Figura A.2.7. Reformado de gas natural

Generalmente los gaseoductos de gas natural contienen odorizantes que contienen azufre como mercaptanos, disulfuros, u odorizantes comerciales para la detección de fugas. Como ni las pilas de combustible de baja temperatura (PEM, PAFC,...) ni los catalizadores de reformado toleran el azufre, este debe ser eliminado. Este proceso se conoce con el nombre de **desulfuración**. Esto generalmente se logra con un eliminador de azufre de óxido de zinc y el posible uso de un hidrodesulfurador, si se requiriese. El eliminador de óxido de zinc permite eliminar los mercaptanos y disulfuros. No obstante, algunos odorizantes comerciales, como el tiofeno, requieren la adición de un hidrodesulfurador antes del lecho catalítico de óxido de zinc. El hidrodesulfurador, en presencia de oxígeno, convertirá el tiofeno ( $C_4H_4S$ ) en sulfuro de hidrógeno ( $H_2S$ ), que se elimina fácilmente con el óxido de zinc. El hidrógeno requerido para esa reacción se suministra reciclando una pequeña cantidad del obtenido en el reformado del gas natural. Aunque el reactor de óxido de zinc puede operar sobre un amplio rango de temperaturas, se alcanza un volumen mínima de lecho a temperaturas de  $350^{\circ}C$  a  $400^{\circ}C$ .

Generalmente el gas natural se convierte en  $H_2$  y  $CO$  (**gas de síntesis**) mediante un reactor de reformado por vapor. Estos reactores dan el mayor porcentaje de hidrógeno de entre todos los tipos de reformado. Las reacciones básicas del reformado por vapor para el metano y un hidrocarburo genérico son las siguientes:





El proceso se realiza a alta temperatura (840-950° C) y presión moderada (20-30 bar). Las reacciones que se producen son:

- Reacción (1), reformado: reacción endotérmica, con aporte externo de energía. Este calor a menudo se produce mediante la combustión de parte del gas natural de entrada (más del 25%) o por los gases residuales provenientes del sistema de purificación de hidrógeno. Se pueden variar las condiciones de la reacción para conseguir mayor o menor desplazamiento del equilibrio de reacción.
- Reacción (2), water gas shift o reacción de desplazamiento: uso del CO producido en la primera etapa para obtener más hidrógeno. Se pueden concatenar 2 etapas para lograr mayor conversión, dependiendo del uso y de la tecnología de purificación posterior. Esta reacción se favorece a temperaturas menores de 600°C, pudiendo tener lugar hasta 200°C con suficiente catalizador.

Los combustibles generalmente se reforman a temperaturas entre 700°C y 980°C. En la siguiente tabla se presenta el producto típico del reformado de gas natural por vapor.

Fracción	Salida reformador (1)	Reformado desplazado (2)
H <sub>2</sub>	46,3%	52,9%
CO	7,1%	0,5%
CO <sub>2</sub>	6,4%	13,1%
CH <sub>4</sub>	2,4%	2,4%
N <sub>2</sub>	0,8%	0,8%
H <sub>2</sub> O	37%	30,4%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Tabla A.2.3. Producto típico del reformado de gas natural por vapor

El gas de síntesis puede llegar a contener entre el 10 y el 20% de CO<sub>2</sub>, que hay que separar bien por metanización (convertir el CO<sub>2</sub> a metano) u otros procesos de separación. Hay que llamar la atención en este punto en el hecho de que este proceso produce unos 7 Kg de CO<sub>2</sub> por Kg de hidrógeno, lo que hace necesario el desarrollo de otros métodos menos contaminantes y el uso de separadores de CO<sub>2</sub>.

La eficiencia energética del proceso es del 75-80% calculada como el poder calorífico superior del hidrógeno obtenido dividido por la energía introducida en el proceso.



Actualmente se están siguiendo dos tendencias en el desarrollo de reformadores que son: reformadores de gran tamaño (del orden 60.000 m<sup>3</sup>N/h), para industria petroquímica, y en contrapartida reformadores de pequeño tamaño (del orden de 50 a 500 m<sup>3</sup>N/h), para producción descentralizada (hidrogeneras, por ejemplo). Estos reformadores tienen un especial interés en la transición a la economía del hidrógeno ya que es más factible tener el gas natural accesible que transportar el hidrógeno a todos los lugares.

Además de gas natural, el reformado por vapor se puede usar en hidrocarburos ligeros como butano y propano. De hecho, con un catalizador especial, los reformadores por vapor también pueden reformar nafta (fracción del petróleo cuyo punto de ebullición se encuentra aproximadamente entre 28 y 175°C).

#### A.2.2.2. Oxidación parcial de hidrocarburos

También puede usarse un reformador de oxidación parcial para la conversión de combustibles gaseosos, pero no produce tanto hidrógeno como los reformadores por vapor. Por ejemplo, un reformador de oxidación parcial alimentado con metano obtendría solo un 75 % del hidrógeno que se produciría con un reformador por vapor.

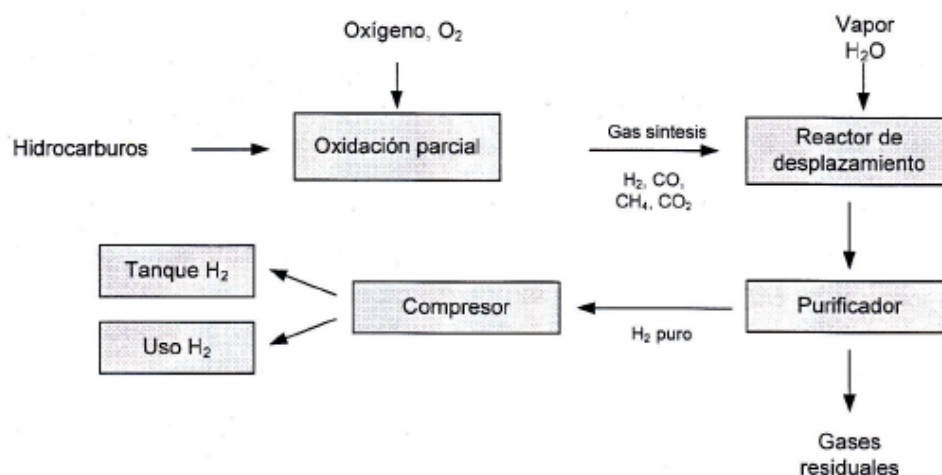
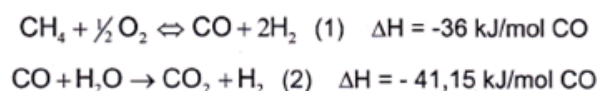


Figura A.2.8. Proceso de oxidación parcial por hidrocarburos

Por consiguiente, los reformadores de oxidación parcial generalmente se usan solo con combustibles líquidos, que no son adecuados para los reformadores por vapor.

La reacción total de oxidación parcial (exotérmica) para el metano es:



El proceso es a alta temperatura (1200-1500° C) y alta presión (20-90 bar), y en general no precisa de catalizadores debido a estas altas temperaturas.

- Reacción (1), oxidación subestequiométrica, esto es debido a que la combustión del hidrocarburo es incompleta, realizándose con insuficiencia de oxígeno. La reacción es exotérmica, liberando energía. Se pueden variar las condiciones de la reacción para conseguir mayor o menor desplazamiento del equilibrio de reacción.
- Reacción (2), water gas shift. Esta reacción este casi totalmente desplazada a la izquierda a estas temperaturas de trabajo, lo que implica que hay que enfriar el gas previamente. El proceso de separación es similar al caso del reformado.

La conversión del contenido de energía desde el combustible al hidrógeno es en torno al 70-80% y el rendimiento energético es inferior al de reformado de vapor, debido principalmente a las elevadas temperaturas de reacción y las dificultades para aprovechar y recuperar ese calor. El coste es potencialmente menor, pero no así para la purificación del gas.

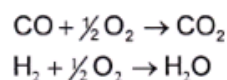
La conversión del gas de síntesis se realiza a menudo en dos o más etapas cuando los niveles de CO son altos y se necesita eliminar a nivel de pocas ppm (partes por millón) para su uso en pilas. Una primera etapa de alta temperatura permite altas velocidades de reacción, mientras un convertidor de baja temperatura proporciona una mayor conversión. El vapor en exceso también se utiliza para incrementar la conversión de CO. Un reactor de desplazamiento de etapa única es capaz de convertir del 80 al 95 % de CO. Como esta reacción es algo exotérmica, los sistemas de etapas múltiples deben tener intercambiadores de calor interetapas.

Las temperaturas de alimentación de estos convertidores de alta y baja temperatura están en el rango aproximado de 260°C a 370°C, y de 200°C a 260°C, respectivamente. La formación de hidrógeno se favorece con bajas temperaturas, pero no está afectada por la presión.

Cuando se utiliza hidrogeno obtenido a partir de gas natural en un sistema de pila PAFC (pila de ácido fosfórico), el reformado debe someterse a una reacción del gas de síntesis a causa de los altos niveles de CO. Una pila PAFC puede tolerar del 1 % al 2 % de CO antes de que tenga un efecto adverso en el rendimiento de la celda por envenenamiento del catalizador.

Cuando el hidrogeno se usa en un sistema de pila PEMFC (pila de combustible con membrana polimérica), debe pasar a través de un oxidante catalítico selectivo de CO, incluso después de la conversión en un reactor de desplazamiento. Generalmente, una PEMFC puede tolerar un nivel de CO de solo 50 ppm.

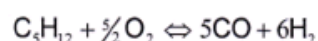
Al menos dos reacciones simultáneas en competencia pueden producirse en el oxidante catalítico selectivo:



La selectividad de estas reacciones depende del catalizador y determina la cantidad de oxígeno requerido.

Se pueden reformar combustibles líquidos, tales como destilado, nafta, gasóleo, y fuel-Oleo pesado, en reformadores de oxidación parcial. Todos los reactores de oxidación parcial comerciales emplean la oxidación parcial no catalítica de la corriente de alimentación por oxígeno en presencia de vapor, con unas temperaturas de llama de aproximadamente 1.300°C a 1.500°C.

Como ejemplo, la reacción resultante de oxidación parcial para el pentano es la siguiente:



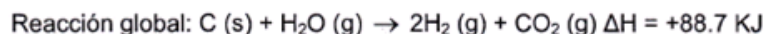
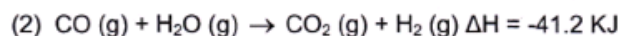
Esta reacción es exotérmica y, en gran medida, independiente de la presión, aunque el proceso se realiza normalmente a 20 atm -40 atm para abaratar el equipo (esto es debido a que el volumen requerido para llevar a cabo la reacción es mucho menor, requiriendo la instalación dimensiones más pequeñas).

El CO contenido en el reformado ha de ser convertido con un convertidor de desplazamiento o un convertidor catalítico selectivo, como para el caso de combustible gaseoso, dependiendo de la celda de combustible concreta que se esté alimentando.

#### **A.2.2.3. Procesamiento de carbón (gasificación)**

El uso de carbón para la producción de hidrógeno ha sido muy común durante al menos un siglo y de hecho es el método más antiguo de producción de hidrógeno. Fundamentalmente, tanto los hornos como las plantas de gasificación de carbón convierten el hidrógeno contenido en las moléculas de agua por reacción a elevadas temperaturas sobre el carbono.

Básicamente la reacción consiste en tratar el carbón con vapor de agua y oxígeno a altas temperaturas para obtener un gas sintético constituido principalmente por  $\text{H}_2$ , CO y  $\text{CO}_2$ .



Los numerosos sistemas de gasificación de carbón disponibles actualmente se pueden clasificar razonablemente como uno de los tres tipos básicos: lecho móvil, lecho fluidizado y lecho de arrastre. Todos ellos utilizan vapor, y aire u oxígeno para oxidar parcialmente el carbón, desde un producto gaseoso.

- Los gasificadores de lecho fijo es la tecnología más antigua y de la que se tiene más experiencia. Producen un gas de baja temperatura ( $425^\circ\text{C}$  a  $650^\circ\text{C}$ ) que contiene productos volátiles como metano y etano, y una corriente líquida de hidrocarburos que contiene nafta, alquitrán, aceites pesados y fenoles.
- Los gasificadores de lecho de arrastre producen un producto gaseoso a alta temperatura ( $>1.260^\circ\text{C}$ ), el cual elimina esencialmente los productos líquidos de la corriente de salida. De hecho, el producto gaseoso del lecho de arrastre está compuesto casi en su totalidad de hidrógeno, monóxido de carbono y dióxido de carbono.
- El producto gaseoso del gasificador de lecho fluidizado se encuentra entre estos otros dos tipos de reactores en cuanto a composición y temperatura ( $925^\circ\text{C}$  a  $1.040^\circ\text{C}$ ). Un lecho consiste en una columna formada por partículas sólidas, a través de las cuales pasa un fluido (líquido o gas). Se da el nombre de fluidización al proceso de contacto que ocurre entre un sólido y un fluido (gas o líquido) en el cual el lecho formado por partículas sólidas finamente divididas se levanta y se agita por medio de una corriente ascendente de fluido.

El calor requerido para la gasificación se suministra esencialmente por la oxidación parcial del carbón. Esto es debido a que, globalmente, las reacciones de gasificación son exotérmicas, por lo que a menudo se agregan calderas de recuperación de calor a la salida de gasificador. La temperatura y, en consecuencia, la composición del producto gaseoso depende de la cantidad de oxidante y vapor, así como del diseño del reactor que utiliza cada proceso de gasificación.

Generalmente los gasificadores producen contaminantes que deben ser eliminados antes de que el gas de síntesis entre en el ánodo de la celda de combustible. Estos contaminantes incluyen  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{COS}$ ,  $\text{NH}_3$ ,  $\text{HCN}$ , partículas, y alquitranes, aceites y fenoles. Los niveles de contaminantes dependen tanto de la composición del combustible como del gasificador empleado. Existen dos tipos de limpieza que se pueden utilizar para eliminar las impurezas sulfurosas: sistemas de limpieza de gas en frío y en caliente.

- La tecnología de limpieza de gas en frío es comercial, ha sido probada durante muchos años y permite diversas alternativas de diseño del sistema.
- La tecnología de limpieza de gas en caliente está todavía en desarrollo y probablemente necesite combinarse con sistemas de limpieza de baja temperatura para eliminar las impurezas exentas de azufre.

Un proceso típico de limpieza de gas en frío en un gasificador de lecho de arrastre podría incluir los siguientes subprocesos: intercambio de calor (intercambio de calor regenerativo y generación de vapor), eliminación de partículas (ciclones y depurador de partículas), reactor de hidrólisis del COS, depurador de amoníaco, depuradores de gas ácido ( $H_2S$ ) (Sulfinol, selexol), recuperación de azufre (proceso Claus) y eliminadores de azufre (lechos de óxido de zinc).

Todos estos sistemas de limpieza aumentan la complejidad y coste del sistema, al tiempo que disminuyen la eficiencia y fiabilidad. Además, algunos de estos sistemas requieren temperaturas que necesitan la adición de algunos intercambiadores de calor o enfriadores de contacto directo

Por ejemplo, un reactor de hidrólisis de COS necesita operar a unos  $180^{\circ}C$ , los depuradores de ácido y amoníaco deben estar alrededor de  $40^{\circ}C$ , mientras que los eliminadores de óxido de zinc deben estar a unos  $370^{\circ}C$ . Por lo tanto, los sistemas de gasificación con limpieza de gas en frío frecuentemente llegan a ser un laberinto de intercambiadores de calor y sistemas de limpieza.

Finalmente existen básicamente tres tecnologías de purificación de hidrógeno tras el lavado que gases que son:

- Adsorción: PSA (Pressure Swing Adsorption). Adsorción de las moléculas de mayor tamaño ( $CO$ ,  $CO_2$ ) a alta presión y desorción a baja presión.
- Permeación: uso de polímeros y membranas. Adsorción de las moléculas de mayor tamaño ( $CO$ ,  $CO_2$ ) a alta presión y desorción a baja presión.
- Destilación criogénica Se basa en los diferentes puntos de ebullición del  $H_2$  y del  $CO$  ( $-252,8^{\circ}C$  y  $-191,5^{\circ}C$  a 1 atm).

En la siguiente tabla se muestra una comparativa de las tres tecnologías de limpieza.

Factor	Adsorción	Permeación	Destilación criogénica
Mínimo $H_2$ en alimentación (%)	50	15	10
Pureza $H_2$ (%)	> 99,9	< 98	Ultrapureza

Factor	Adsorción	Permeación	Destilación criogénica
Recuperación H <sub>2</sub> (%)	90	<97	>98
Presión H <sub>2</sub>	P. Alimentación	« p alimentación	P destilación
Ventajas	Alta pureza Alta recuperación Elevada presión	Equipo sencillo Poco espacio Bajo coste	Ultra pureza
Inconvenientes	Preconcentración gas limpio	En desarrollo	Nivel experimental

Tabla A.2.4.- Tecnologías de limpieza de gas

#### A.2.2.4. Procesamiento de otros combustibles fósiles

En los sistemas de celdas de combustible se puede utilizar para la obtención de hidrógeno otros combustibles sólidos además del carbón. Por ejemplo, la biomasa y los gases de residuos orgánicos se pueden integrar en un sistema de celdas de combustible siempre que el producto gaseoso sea procesado para satisfacer los requerimientos del sistema. Los sistemas resultantes son muy similares al sistema del gas de carbón con los sistemas de gasificación y limpieza apropiados. Sin embargo, como los productos gaseosos de la biomasa pueden tener unos contenidos en azufre muy bajos, los sistemas de limpieza de ácido pueden consistir simplemente en grandes eliminadores de azufre.

### A.2.3. GENERACIÓN DE HIDRÓGENO CON ENERGÍAS RENOVABLES

La obtención del hidrógeno a partir de la energía convencional es ampliamente utilizada a escala industrial, pero es evidente el alto precio ecológico que ello trae consigo debido a la emisión intensiva de los gases derivados de la combustión que, además de ser nocivos para los seres vivos, influyen en el calentamiento global de la biosfera como consecuencia del efecto invernadero artificial. Por este motivo son muy numerosos las distintas tecnologías y los distintos proyectos demostrativos de producción de hidrógeno a partir de energías renovables que se han desarrollado.

#### A.2.3.1. Procesos electrolíticos

La obtención de hidrógeno a partir de agua mediante aporte de electricidad es precisamente el proceso de generación de hidrógeno considerado en el marco del presente trabajo. La **electrolisis** es un proceso electroquímico en el cual a partir de agua y electricidad se obtiene hidrógeno y oxígeno.



La electrolisis es un método que permite la producción de hidrógeno de manera limpia, siempre y cuando la energía que se utilice para el proceso provenga de fuentes renovables. Y es precisamente en este apartado dónde resulta especialmente ventajoso, ya que se puede aprovechar la energía extraída del sol para generar hidrógeno, que podrá ser usado en períodos de baja o nula insolación, como alternativa al almacenamiento tradicional mediante baterías.

La descomposición electroquímica del agua consiste en hacer reaccionar sus iones en electrodos polarizados, utilizando corriente continua, obteniéndose como resultado en la zona catódica hidrogeno molecular en estado gaseoso y en la anódica oxígeno en iguales condiciones. Esta reacción se realiza mediante unos dispositivos llamados **electrolizadores**.

La electrolisis se da en un electrolito, una solución acuosa o de sales fundidas, que permite la transferencia de iones entre los electrodos pero no el paso de electrones (es dieléctrico). Dependiendo del tipo de electrolito se requiere de una membrana separadora que impida que el  $\text{H}_2$  y  $\text{O}_2$  producidos se re combinen de nuevo.

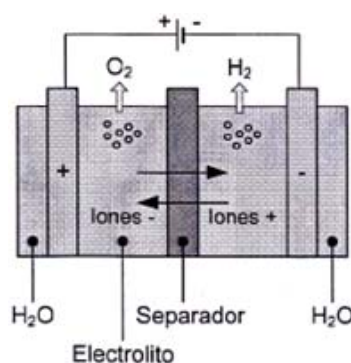


Figura A.2.9. Esquema de un electrolizador

El fundamento de las reacciones electroquímicas que se producen en los electrolizadores se podría resumir de la siguiente manera:

- Cuando una corriente eléctrica pasa a través del agua disocia el enlace químico.
- Se generan un ion positivo y otro negativo.
- Los iones positivos y negativos atraviesan el electrolito en sentidos opuestos, en dirección al cátodo y ánodo respectivamente.
- En contacto con el electrodo los iones positivos se reducen en el cátodo y los negativos se oxidan en el ánodo formándose las moléculas de gas.



El voltaje necesario para descomponer la molécula del agua está relacionado con la energía libre de Gibbs mediante la siguiente expresión:

$$\Delta G = F \cdot n \cdot E_{\text{rev}}$$

en la que:

- $\Delta G$  = Energía libre de Gibbs (237 kJ/mol);
- $F$  = Constante de Faraday 90,495 A s/mol;
- $n$  = numero de electrones intercambiados, en este caso 2;
- $E_{\text{rev}}$  = Potencial de descomposición ideal.

Si se despeja  $E_{\text{rev}}$  de la anterior ecuación, y se opera, se obtiene  $E_{\text{rev}} = 1.228$  V. Este potencial hace referencia a un proceso reversible, pero en un caso real, se ha de cumplir el segundo principio de la termodinámica sobre el aumento de la entropía del universo, y es necesario suministrar el denominado "potencial térmico", que para este caso, recopilando de tablas, tiene un valor de 0.225 V. Si se suman los dos términos de potencial, el potencial reversible con el potencial térmico, se obtiene que el potencial mínimo teórico del agua en condiciones estándar es de 1.48 V, es decir que por debajo de ese potencial de celda no se produce la descomposición del agua, y para que se produzca es necesario aplicar un potencial superior al teórico que dependerá de múltiples factores como pueden ser: material de los electrodos, temperatura de celda etc.

El principal problema de la obtención de hidrógeno a partir de la descomposición electroquímica del agua es el alto costo energético, por lo que se precisa contar con fuentes primarias accesibles, de bajo costo y preferiblemente no fósil.

En la siguiente figura se puede ver una comparativa del consumo energético por unidad de volumen para distintos procesos ya analizados, en los que se puede apreciar el elevado consumo energético para el caso de la electrolisis (242.000 kJ/Kmol), pero hay que tener en cuenta que el combustible de partida en este caso es agua, que no tiene ningún contenido energético, a diferencia de los combustibles fósiles, ya que por ejemplo, en el caso del hidrogeno producido por reformado de gas natural, el 80 % del contenido energético del hidrógeno, se produce del contenido energético del combustible de partida, que en este caso es el gas natural.

	Gas Natural CH <sub>4</sub>	Petróleo Ligero CH <sub>2.6</sub>	Nafta CH <sub>2.2</sub>	Petróleo pesado CH <sub>1.4</sub>	Carbón CH <sub>0.7</sub>	Agua H <sub>2</sub> O
Subproductos	CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub> /S	CO <sub>2</sub> /S	O <sub>2</sub>
Producción específica de subproducto (KJ/Kmol H <sub>2</sub> )	0.25	0.3	0.32	0.37/0.003-0.015	0.43 / 0.002-0.01	0.5
Consumo energético teórico kJ/Kmol H <sub>2</sub>	41.280	37.500	38.350	50.300	57.150	242.000

Tabla 2.X.- Comparativa del consumo energético por unidad de volumen de hidrógeno

Actualmente existen tres tipos de electrolizadores comerciales.

- Dos de ellos implican la utilización de una disolución acuosa de hidróxido de potasio (KOH), la cual es usada por su elevada conductividad, y son conocidos como **electrolizadores alcalinos**. Estos a su vez pueden ser:
  - **Unipolares**: electrodos conectados en paralelo
  - **Bipolares**: electrodos conectados en serie

Las reacciones que se producen dan en un electrolizador alcalino son:

- Producción de hidrógeno en el cátodo:  $2\text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2 + 2\text{OH}^-$
- Producción de oxígeno en el ánodo:  $2\text{OH}^- \rightarrow 1/2 \text{O}_2 + \text{H}_2\text{O} + 2\text{e}^-$

En la siguiente figura se puede ver un esquema de funcionamiento de un electrolizador, en este caso de tecnología alcalina con KOH.

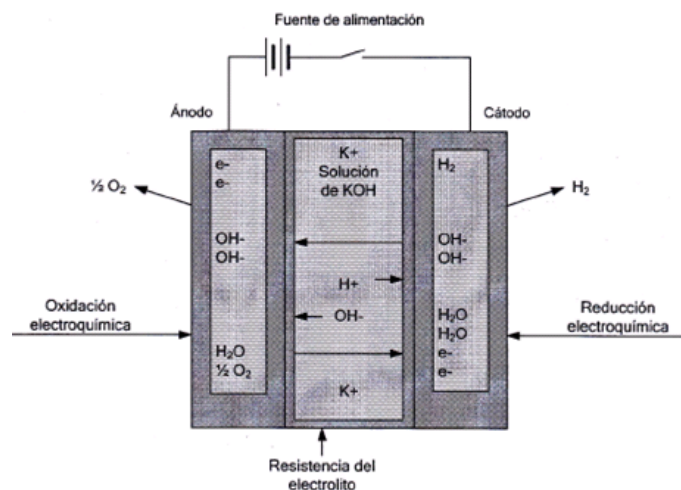


Figura A.2.10. Funcionamiento de un electrolizador de tipo KOH

- El tercer tipo de electrolizador es el **polimérico**, Solid Polymer Electrolyte (SPE), en este caso el electrolito es una membrana iónica conductora, la cual permite a los iones  $\text{H}^+$  (protones) desde el ánodo al cátodo, donde se forma el hidrógeno, mientras que en el ánodo se forma el oxígeno. Las reacciones que tienen lugar son:

En el caso de los electrolizadores poliméricos las reacciones que tienen lugar:

- Producción de hidrógeno en el cátodo:  $2\text{H}^+ + 2\text{e}^- \rightarrow \text{H}_2$
- Producción de oxígeno en el ánodo:  $\text{H}_2\text{O} \rightarrow 1/2 \text{O}_2 + 2\text{H}^+ + 2\text{e}^-$

#### **A.2.3.2. Generación mediante energía fotovoltaica**

Tal y como ya se ha comentado en apartados anteriores, en una primera gran división las instalaciones fotovoltaicas se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- Instalaciones aisladas de la red eléctrica (sistemas autónomos): viviendas rurales, granjas, sistemas de telecomunicaciones, bombeo, señalización, iluminación autónoma...
- Instalaciones conectadas a la red eléctrica: centrales fotovoltaicas y sistemas fotovoltaicos en edificios (tejados fotovoltaicos).

Dentro de las instalaciones aisladas de la red, cada vez son más los proyectos de demostración basados en sistemas híbridos, como el que es objeto de estudio en el presente trabajo. Se trata por tanto de producir hidrógeno como sistema de almacenamiento de energía, utilizando los excedentes diarios que se producen cuando existe elevado recurso solar para electrolizar el agua y obtener hidrógeno, que será utilizado en periodos en los que el recurso solar es insuficiente o incluso nulo (por las noches) para cubrir los consumos, mediante una pila de combustible.

#### **A.2.3.3. Generación mediante energía eólica**

La necesidad de almacenamiento eléctrico derivada de la naturaleza intermitente y aleatoria del viento se ha resuelto tradicionalmente con baterías y el apoyo de grupos electrógenos.

Sin embargo, los costos del sistema y los problemas técnicos limitan el tamaño y capacidad de sistemas viables a potencias de menos de 10 kW aproximadamente. Si bien se han ensayado múltiples alternativas para la combinación eólica-diesel o diesel-batería en sistemas aislados hasta 4 MW, el almacenamiento práctico con baterías tiene una duración muy limitada, mientras que la puesta en marcha de los grupos diesel convencionales presentan los habituales problemas de suministro de combustible, ruido, contaminación del aire y emisiones de carbono.

La combinación de almacenamiento de hidrógeno, con su producción por medio de un electrolizador y su reconversión a electricidad mediante pilas de combustible es una de las tecnologías con más opciones de futuro, aplicable incluso a pequeña escala (sistemas aislados). A esto hay que añadir el abaratamiento y la mayor fiabilidad de la electrónica de potencia asociada, para la conversión de corriente continua a corriente alterna de red.

En la producción de hidrógeno a partir de energía eólica hay que considerar tres equipos fundamentales: los generadores eólicos, el electrolizador y la pila de combustible.

La figura siguiente muestra el proceso de producción de hidrógeno a partir de la energía eólica. El sistema permite suministrar energía eléctrica a través de los aerogeneradores en condiciones normales de viento, o a través de la reserva de hidrógeno cuando hay calmas prolongadas.

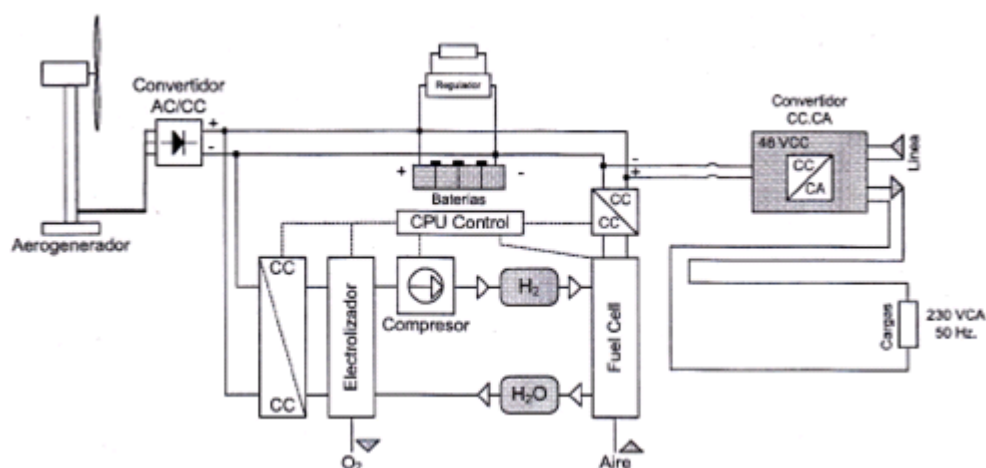


Figura A.2.11. Producción de hidrógeno a partir de energía eólica

El principio de funcionamiento es análogo al caso del empleo de energía fotovoltaica: el exceso de potencia en momentos de fuerte viento, que se traduce en un aumento de la tensión de las baterías, se utiliza para alimentar el electrolizador. La mayoría de los electrolizadores de KOH (alcalinos) pueden conectarse de forma directa a las barras del banco de baterías, si bien la conexión a través de un convertidor CC/CC permite optimizar la transferencia de potencia. Este electrolizador produce hidrógeno que es comprimido y almacenado en un tanque a presión. Los reguladores de batería se ajustan a un nivel de tensión superior al de entrada del electrolizador, para que la electrónica del convertidor CC/CC que alimenta al electrolizador funcione correctamente.

En momentos de ausencia de energía eólica, el sistema de control determina la puesta en marcha de la celda de combustible. La celda es alimentada con hidrógeno proveniente del tanque de almacenamiento, reduciendo previamente su presión ya que no se puede suministrar a la pila el hidrógeno a la elevada presión a la que está almacenado.

Valores típicos de presión de almacenamiento del hidrógeno puede ser cercano a los 200 bar, mientras que la presión de alimentación de las pilas de combustible es únicamente unos pocos milibares superior a la presión atmosférica de 1 bar.

En los instantes en los que el recurso eólico es inexistente, se pone en funcionamiento la pila de combustible, que lleva adaptado otro convertidor CC/CC, cuya misión es por un lado hacer funciona a la pila en su punto óptimo de rendimiento, y por otro adaptar los niveles de tensión de la pila, con la tensión existente en el bando de baterías.

El agua producida en la pila de combustible como subproducto, puede ser condensada, para luego ser utilizada para alimentar al electrolizador, cerrándose de esta forma un ciclo de reutilización del agua.

Para poder llegar a controlar la operación del sistema completo eólico/hidrógeno, es necesaria una unidad central de procesamiento de datos, en la que se registran las variables de operación (velocidad del viento, estado de carga de las baterías, consumos, cantidad de hidrógeno almacenado, etc.) en tiempo real, para que tome las decisiones de control del sistema a través de algoritmos de operación previamente programados.

#### **A.2.3.4. Foto electrólisis**

Los sistemas fotovoltaicos unidos a electrolizadores están comercialmente disponibles. Los sistemas ofrecen una mayor flexibilidad, produciendo energía desde las células fotovoltaicas e hidrógeno desde el electrolizador. La foto electrólisis directa representa una alternativa avanzada a la anterior, uniendo los dos sistemas en un único aparato.

Básicamente, este procedimiento aprovecha la energía solar (radiación solar) directamente, sin convertirla en electricidad previamente, para disociar la molécula de agua y en definitiva producir de hidrógeno. En estos procesos se emplean materiales fotovoltaicos y semiconductores que al ser expuestos a la luz producen una diferencia de potencial eléctrico, lo que provoca la ruptura de la molécula de agua.

#### **A.2.3.5. Biomasa**

Una de las fuentes de energía renovable que puede ser usada con la tecnología actual es la biomasa. Los recursos disponibles de biomasa difieren significativamente entre los distintos países. En Europa, las zonas alpinas y los países escandinavos tienen bajas densidades de población y extensas áreas forestales. A modo de ejemplo, en Austria aproximadamente el 10% del consumo energético total podría cubrirse a partir de energía de la biomasa.

Diversas fuentes prevén que hacia el final de la primera década del presente siglo la energía producida a partir de la gasificación de la biomasa podría cubrir el 5% de las necesidades energéticas mundiales. En cualquier caso no hay que olvidar que no es

posible obtener biomasa en cantidades ilimitadas. Por ello es extremadamente importante optimizar la eficiencia de las tecnologías de conversión y almacenamiento.

El interés en el aprovechamiento energético de la biomasa para la producción a gran escala de metanol e hidrógeno este motivado por los problemas medioambientales a escala global y local.

El uso de la biomasa no contribuye a aumentar las emisiones a la atmósfera, ya que aunque la biomasa produce CO<sub>2</sub> durante la gasificación, esta emisión queda compensada por un nuevo crecimiento vegetal. Los combustibles derivados de la biomasa reducirían las concentraciones de gases de efecto invernadero en el mismo orden de magnitud que consiguieran reemplazar el uso de combustibles fósiles.

La producción de hidrógeno a partir de biomasa se puede producir por dos procedimientos: gasificación de la biomasa o pirolisis.

- **Gasificación de biomasa:** se trata de someter a la biomasa a un proceso de combustión incompleta entre 700 y 1200°C. El producto resultante es un gas combustible compuesto fundamentalmente por hidrógeno, metano y monóxido de carbono.
- **Pirolisis:** es la combustión incompleta de la biomasa en ausencia de oxígeno, a unos 500°C. Se obtiene carbón vegetal y gas mezcla de monóxido y dióxido de carbono, hidrógeno e hidrocarburos ligeros.

El metanol y el hidrógeno pueden producirse a partir de biomasa mediante procesos productivos que presentan ciertas similitudes. Los pasos a seguir son bastante parecidos a los que tienen lugar en la producción de metanol a partir de carbón. Todas las fases del proceso pueden realizarse utilizando tecnología comercialmente disponible, a excepción de la primera fase: la gasificación termoquímica.

En el proceso de producción de metanol (CH<sub>3</sub>OH) o hidrógeno a partir de biomasa, la biomasa es transformada por medio de un gasificador en un gas de síntesis que contiene monóxido de carbono, hidrógeno, metano, dióxido de carbono, vapor de agua e hidrocarburos adicionales en proporciones variables según el tipo de gasificador usado.

Posteriormente este gas es enfriado para eliminar partículas y otros contaminantes. El azufre que todavía pudiera quedar es luego eliminado para prevenir el envenenamiento de los catalizadores, en la figura siguiente se puede ver un diagrama de bloques el proceso de producción de metanol o hidrógeno a partir de la biomasa.



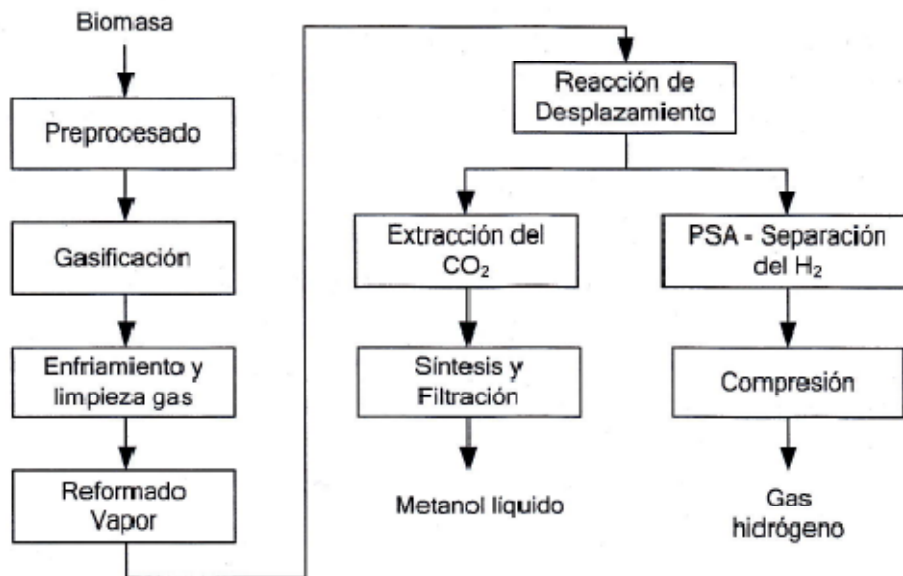


Figura A.2.12. Diagrama de bloques del proceso de producción de hidrógeno

El gas de síntesis experimenta unas o más reacciones químicas de catálisis, las cuales están diseñadas para ajustar el ratio carbono-hidrógeno al nivel necesitado y producir la conversión eficaz al producto final deseado.

El gas obtenido de la mayoría de los gasificadores de biomasa considerados contiene algunos hidrocarburos, sobretodo metano ( $\text{CH}_4$ ). Por ello en la fase inicial de reacción se descomponen estos hidrocarburos en monóxido de carbono e hidrogeno por reacción con el vapor.

El ratio  $\text{CO} : \text{H}_2$  es luego ajustado al nivel deseado en el reactor "desplazamiento", en donde se produce 1 mol de  $\text{H}_2$  a partir de cada mol de  $\text{CO}$ .

El vapor añadido al regenerador y el reactor de desplazamiento promueven las reacciones buscadas y ayudan a prevenir la formación de coque (carbón sólido). A partir del reactor de desplazamiento, el proceso a seguir para la producción de metanol difiere del proceso para producir hidrógeno.

Para la producción de metanol, solamente parte del  $\text{CO}$  que sale del regenerador experimenta la reacción de desplazamiento para producir  $\text{H}_2$ . El dióxido de carbono y el vapor de agua son entonces separados, y el gas restante se comprime para alimentar a un reactor de síntesis de metanol, donde el monóxido de carbono y el hidrogeno se combinan en un catalizador para formar el metanol.

Con las tecnologías comerciales existentes para la síntesis del metanol, solamente una fracción del gas de entrada se convierte (en cada etapa) a través de esta



unidad. El gas que sale del reactor se enfría para condensar la mayor parte del metanol, y la parte no convertida del gas se recicla a través de dicha unidad para incrementar el rendimiento de la conversión. El agua es extraída del metanol en una etapa final de destilación.

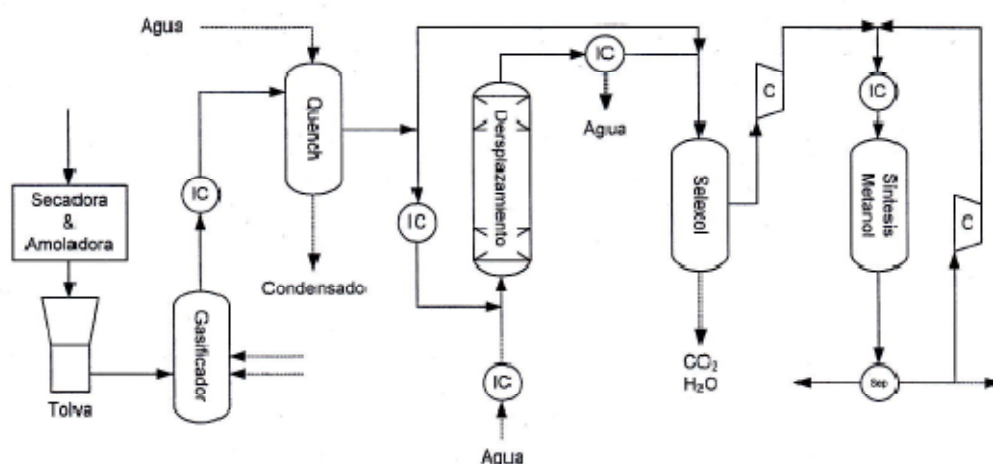


Figura A.2.13. Producción de metanol a partir de biomasa mediante gasificación.

Para la producción de hidrógeno, la mayor parte del CO que sale del regenerador se transforma en el reactor de desplazamiento. El gas entra luego en una unidad de adsorción por variación de presión, en la que inicialmente el  $\text{CO}_2$  y el  $\text{H}_2\text{O}$  son sustraídos por adsorción física, y posteriormente se produce la adsorción de los restantes componentes del gas excepto del hidrógeno. Más del 97% del hidrógeno que alimenta al PSA puede recuperarse con una pureza prácticamente del 100%.

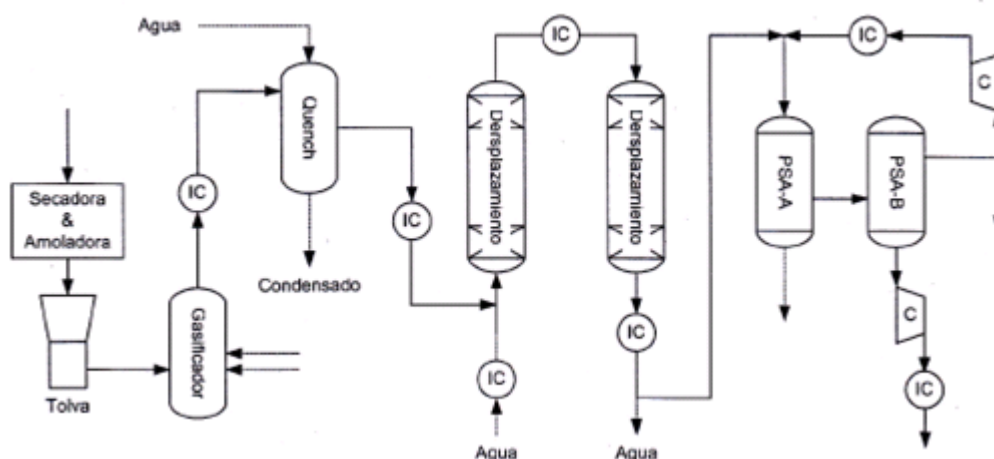


Figura A.2.14. Producción de hidrógeno a partir de biomasa mediante gasificación.

#### A.2.3.6. Generación mediante ciclos termoquímicos

Para poder comprender este método de producción, es necesario llegar a comprender la figura que se expone a continuación, en la que se representa la energía necesaria para descomponer la molécula de agua en función de la temperatura:

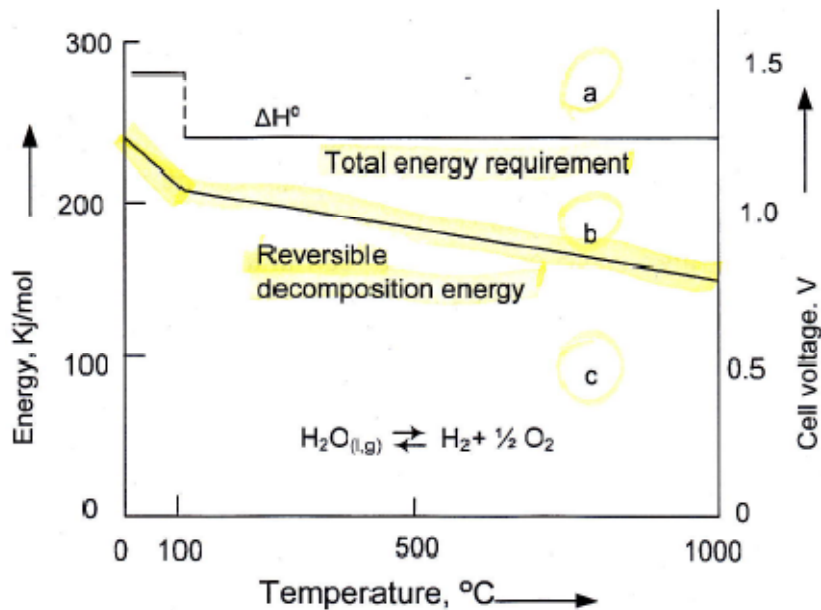


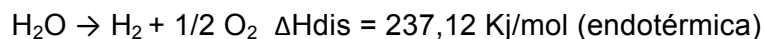
Figura A.2.15. Energía de descomposición de agua

En la zona de temperaturas por debajo de los 100°C, se encuentran los electrolizadores que se han expuesto en apartados anteriores. A 100°C, existe un descenso brusco en la energía requerida, que no deja de ser otra que la energía necesaria para pasar del estado líquido al estado gaseoso.

A partir de los 100°C, se observa que la cantidad de energía permanece constante, pero se da una circunstancia muy importante: a medida que aumenta la temperatura, la cantidad de energía en forma de electricidad que es necesaria para descomponer la molécula de agua decrece linealmente. Por lo tanto lo que es necesario aportar en el proceso es un aporte de calor, que puede ser en algunos casos calor residual de un proceso, por ejemplo de la refrigeración de una central térmica o una central nuclear.

Si se aumenta mucho la temperatura se llega a separar directamente el hidrógeno y el oxígeno del agua, con energía solar térmica sin utilizar electricidad, lo que comúnmente se conoce como "**disociación directa del agua o termólisis**", siendo necesarias temperaturas superiores a 3.000°C.

La termólisis se produce según la reacción:



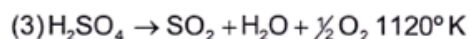
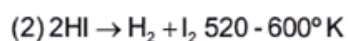
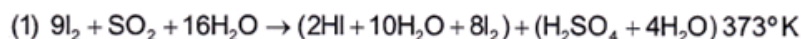
Conceptualmente la reacción es muy simple pero en la realidad no es tan simple ya que presenta algunos problemas:

- Requiere elevadas temperaturas para obtener un grado razonable de disociación.
- Se necesita una técnica efectiva para separar el  $\text{H}_2$  del  $\text{O}_2$  para evitar una mezcla explosiva. Membranas semipermeables basadas en  $\text{ZrO}_2$  y otros materiales de alta temperatura han sido probadas a temperaturas superiores a 2500 K, pero el material cerámico normalmente no resiste los severos golpes térmicos que ocurren a menudo cuando trabajan a altos grados de irradiación solar.

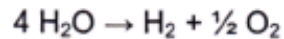
Otra fuente de calor externa que se puede utilizar para conseguir hidrogeno, en este caso renovable, se consigue mediante la utilización de la **energía solar de concentración**. A grandes rasgos, consiste en una gran cantidad de espejos que siguen al sol, concentrando su calor en un punto. De esta manera, se genera vapor, que a su vez impulsa una turbina. Además, este tipo de plantas pueden funcionar constantemente, ya que parte del calor es almacenado en aceite o sal derretida para que la turbina siga funcionando de noche. Las temperaturas que se barajan están por encima de los 800°C, más altas que las que se necesitan para producir electricidad 600 -550°C.

Sin embargo, la solución por la que se está optando con mayor frecuencia son los llamados ciclos termoquímicos, basados en cadenas de reacciones intermedias. Esta solución implica, por los motivos que se exponen en puntos posteriores, bajar la temperatura a menos de 1.500°C, lo que conlleva la ventaja de que el oxígeno y el hidrogeno se liberan por separado, habiéndose estimado que se podrían alcanzar rendimientos del orden del 50%. Existen más de 2.000 ciclos termoquímicos. A continuación, y a título meramente ilustrativo, se describen algunos aspectos de dos ciclos termoquímicos concretos:

- **Ciclo S-I (azufre yodo):** es uno de los ciclos que más se está investigando es el de S-I (azufre-yodo). Este fue descrito por primera vez a mediados de los años 70. Consiste en tres reacciones principales que se muestran a continuación:



La reacción global es:



En la reacción (1) se produce la llamada reacción de Bunsen. Es una reacción exotérmica en la fase líquida y produce dos fases ácidas inmiscibles que vienen indicadas en la reacción entre paréntesis. El HI es separado posteriormente por destilación, ya que el HI concentrado reacciona con el  $\text{H}_2\text{SO}_4$  concentrado dando  $\text{I}_2$ ,  $\text{SO}_2$  y  $\text{H}_2\text{O}$  (produciendo la reacción inversa). Eliminando el HI se favorece que el equilibrio de la reacción se desplace a la derecha. El exceso  $\text{I}_2$  y  $\text{H}_2\text{O}$  es reciclado para ser usado en la reacción (1) de nuevo. El HI y el  $\text{H}_2\text{SO}_4$  son utilizados en la reacción (2) y (3).

En la reacción (2) el HI se descompone para dar  $\text{I}_2$  y  $\text{H}_2$ , siendo la reacción ligeramente endotérmica. El  $\text{I}_2$  y cualquier otra impureza (agua,  $\text{SO}_2$ ) son separados por condensación, permaneciendo el hidrogeno en estado gaseoso facilitando así la separación.

En la reacción (3) es la más endotérmica, tiene lugar en fase gas en un reactor catalítico y produce  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{SO}_2$  y  $\text{O}_2$ . Tanto el  $\text{H}_2\text{O}$ , como el  $\text{SO}_2$  y el  $\text{H}_2\text{SO}_4$  residual deben ser separados del oxígeno producido mediante un proceso de condensación.

Excepto el hidrogeno y el oxígeno, los productos de las últimas reacciones son reciclados como reactivos en la reacción de Bunsen.

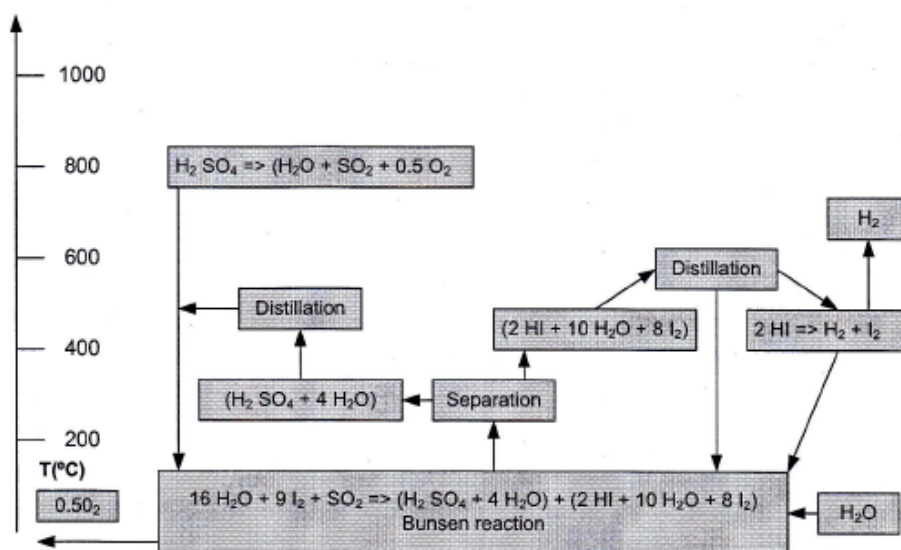


Figura A.2.16. Generación de hidrógeno por ciclo S-I

En la siguiente figura se muestra el ciclo S-I y se muestra de manera más visual como los productos de las reacciones son reutilizados. Es lo que hace que se le caracterice como un proceso cíclico.

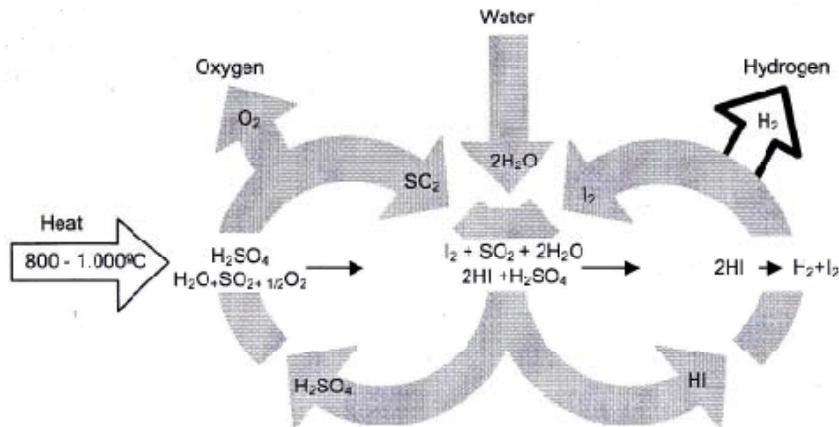


Figura A.2.17. Ciclo termoquímico S-I

Tiene la ventaja de que opera a temperaturas inferiores del rango de los 900°C, lo cual conlleva una ventaja muy importante respecto al ciclo de los óxidos de hierro (que se describirá a continuación) en cuanto a la resistencia térmica de los materiales.

El calor que hay que suministrar a estos ciclos puede provenir de energía solar térmica pero lo que más se está estudiando es en aplicaciones para el aprovechamiento del calor residual producido en los procesos de refrigeración de reactores de las centrales nucleares de fisión, ya que es un flujo de calor a una temperatura elevada, uniforme y continua.

**Ciclo de óxidos de hierro:** en un reactor se deposita óxido de hierro Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>, al que se le aplica calor procedente de un sistema de concentración solar, lo que conlleva a una reacción redox en la que el Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> se reduce a FeO y se libera oxígeno. En un segundo recipiente se introduce agua al sistema, lo que provoca otra reacción redox en la que el oxígeno del agua reacciona de nuevo con el FeO oxidándolo a Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub> y el hidrógeno del agua se reduce a H<sub>2</sub>.

La investigación se está centrando en la elaboración de óxidos mixtos (ferritas) añadiendo cierta cantidad de magnesio, de cinc, etc. Lo que se consigue "dopando" el óxido de hierro base con estas mezclas es favorecer la reacción para que se realice a menor temperatura. Se van a ensayar en prototipos de 5 kW, con tecnología de disco parabólico, con el que se alcanzan temperaturas cercanas a los 1.700°C.

### A.2.3.7. Generación biofotolítica

La realización de un proceso tecnológico práctico para la producción de hidrógeno a partir de luz, agua, dióxido de carbono y algas (producción foto biológica), será la mayor fuente biológica de energía renovable y sustentable, sin emisiones de gases con efecto invernadero ni contaminación medioambiental.

Antes de poder cumplir esa meta, será necesario contestar un número importante de incógnitas relativas al desarrollo de reactores biológicos; de explotación a alta escala (miles o millones de hectáreas); de modificaciones genéticas para mejorar eficiencias (después de todo, las algas buscan su desarrollo mientras que para esta tecnología su desarrollo es totalmente innecesario). Seguidamente se revisarán las bases bioquímicas y genéticas actuales de un eventual proceso productivo, y el diseño conceptual de los complejos reactores necesarios para su explotación industrial.

La producción de hidrógeno por biofotólisis, también citada como foto disociación biológica del agua, se refiere a la conversión de agua y energía solar a hidrógeno y oxígeno usando microorganismos, comúnmente micro algas y /o cianobacterias.

Esta producción de hidrógeno está basada en dos etapas: fotosíntesis y la producción catalizada de hidrógeno por hidrogenasas en, por ejemplo, las algas verdes. Aún se necesitan muchos estudios en esta área. Es de vital importancia conocer el proceso natural de producción de hidrógeno.

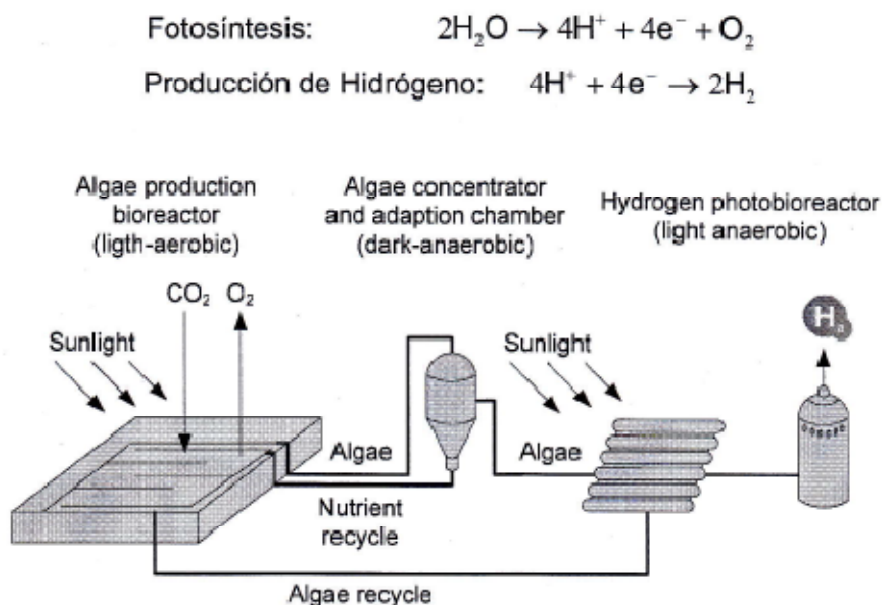


Figura A.2.18. Producción foto biológica de hidrógeno



La producción biofotolítica requiere aún de un significativo avance científico y tecnológico.

#### A.2.4. ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

El hidrógeno presenta buenas propiedades de transporte y almacenamiento comparado con la electricidad. Sin embargo no existe ningún método que resuelva totalmente el problema del almacenamiento del hidrógeno, el cual está relacionado con sus propiedades físico-químicas, tal y como se ha visto anteriormente.

El objetivo de un sistema de almacenamiento de hidrógeno es por tanto aumentar la densidad, de forma que se tenga la máxima cantidad posible de masa en el menor volumen (que es precisamente uno de los grandes problemas del hidrógeno: la energía por unidad de volumen).

Las soluciones que se adoptan son varias, entre ellas comprimir el gas aumentando la presión (hasta 200-350 bar), licuar el gas en forma criogénica (-253°C) o pasando el hidrógeno a formar parte de un compuesto sólido (por absorción o adsorción) con diferentes tipos de enlaces químicos.

- Almacenamiento como gas en contenedores a presión: La baja densidad del hidrógeno gaseoso conlleva grandes volúmenes y altas presiones para lograr un almacenamiento eficaz. A pequeña escala, el almacenamiento se realiza en recipientes de media-alta presión. Para la acumulación de grandes cantidades, una alternativa de futuro podría ser el almacenamiento subterráneo en cavernas.
- Almacenamiento como líquido en depósitos criogénicos: Se requieren volúmenes inferiores, sin embargo se consumen grandes cantidades de energía en el proceso de licuado, que supone el 30–40 % de la energía que se utiliza en la producción.
- Almacenamiento como sólido formando hidruros metálicos: Los hidruros son aleaciones metálicas con capacidad para almacenar y liberar hidrógeno con gran seguridad. Permiten almacenar más hidrógeno por unidad de volumen que en forma líquida. Su principal inconveniente es su elevado peso.
- Almacenamiento en nanotubos de carbono: Los nanotubos son láminas de grafito enrolladas formando un cilindro de diámetro nanométrico capaz de almacenar hidrógeno. Los avances que se consigan en esta novedosa tecnología, aún en fase de investigación, resultarán decisivos para conseguir el almacenamiento de grandes cantidades de hidrógeno de forma segura.



#### A.2.4.1. Almacenamiento como gas comprimido

El almacenamiento en forma de hidrógeno gas es el método más extendido debido a ser una tecnología muy desarrollada y madura, con bajos costes tanto del proceso de compresión como de los componentes y equipos asociados, por lo que será la solución adoptada en el presente trabajo.. La principal desventaja es el manejo a elevadas presiones y los problemas de seguridad que puede llevar asociados debido a ello.

Los sistemas de almacenamiento de hidrógeno comprimido han ido evolucionando para disminuir el peso total del sistema, aumentar la presión de trabajo y mejorar el sistema de seguridad y los ciclos de vida (un depósito de gas comprimido no deja de estar sometido a ciclos de carga/descarga que originan fatiga del material). La evolución se ha conseguido con el desarrollo de depósitos cada vez mejores, que se clasifican de acuerdo a los materiales que lo componen y a su estructura, y que típicamente es:

- Estructura completamente metálica, con un peso de 1 a 1,5 kg por litro de capacidad
- Estructura metálica con un embobinado circunferencial a base de materiales compuestos (fibra de carbono principalmente). Peso de entre 0,65 y 1,3 kg/l.
- Estructura metálica completamente recubierta de materiales compuestos a base de fibra de carbono. Peso de 0,3 a 0,45 kg/l.
- Estructura a base de polímeros de alta densidad (p.e. polietileno de alta densidad) y totalmente embobinada con fibra de carbono. Peso de 0,3 a 0,45 kg/l.

La mayoría de los depósitos metálicos (del tipo 1 al tipo 3) son de acero inoxidable austenítico y aleaciones de cobre o aluminio, las cuales son inmunes a los efectos del hidrógeno a temperatura ambiente (fragilización).

El armazón de fibra de carbono se coloca sobre la estructura, denominado frecuentemente como "liner" y constituye el componente que soporta la presión del depósito y la resistencia al impacto y al desgaste.

Los depósitos metálicos, en los que la presión máxima de trabajo viene dada por el espesor de la pared, esta se sitúa habitualmente en 200 bar, aunque empleando aleaciones que mejoren las características mecánicas del material es posible llegar hasta 300 bar. Los depósitos poliméricos pueden trabajar típicamente a presiones de hasta 700 bar.

Por otro lado, el empleo de fibra de carbono y polímeros disminuye el peso total del depósito, aspecto siempre deseable, a cambio de aumento en el precio. Además, la fibra de carbono mejora la resistencia a la corrosión y el desgaste, especialmente cuando recubren el depósito totalmente.

La tendencia actual para mejorar la seguridad es que los recipientes a presión tengan un recubrimiento o liner interior polimérico embobinado en un material compuesto de fibra de carbono soportando la presión y una capa más externa de fibras de aramida que soporta los ataques mecánicos y de abrasión.

En la actualidad el desarrollo tecnológico para aumentar la capacidad de almacenamiento se está centrando en el desarrollo de tanques crio-comprimidos. Se basa en el hecho que, fijando una presión y volumen en un tanque, la capacidad de almacenamiento de gas en el tanque aumenta cuando disminuye la temperatura de este tanque. De esta forma, refrigerando el tanque desde temperatura ambiente hasta la temperatura del nitrógeno criogénico líquido (77 K), su capacidad volumétrica se incrementa por un factor de 4, aunque el aumento de la capacidad volumétrica total del sistema será menor ya que es necesario incluir un sistema de refrigeración, aislamientos etc. Evidentemente, el coste energético es bastante mayor.

Las principales empresas que están desarrollando depósitos de fibras de carbono son Quantum Technologies, Lincoln Composites y Dynatek, las cuales ya tienen sus prototipos.

#### **A.2.4.2. Almacenamiento como líquido criogénico**

La densidad energética del sistema mejora cuando el hidrógeno se almacena en forma de hidrógeno líquido (la densidad hidrógeno líquido es de 0,070 kg/l, mientras que la del hidrógeno gaseoso es de 0,030 kg/l).

El hidrógeno pasa a estado líquido a  $-253^{\circ}\text{C}$  (es decir, a unos  $20^{\circ}\text{C}$  del cero absoluto), existiendo en dicha forma solo por debajo de las condiciones del punto crítico, 12,8 bar. y 33 K.

Los puntos clave de esta tecnología son los asociados al efecto de mantenerlo a temperaturas criogénicas. Los principales problemas son los siguientes:

- Efecto "boil-off", o pérdida de hidrógeno por evaporación. Debido a las temperaturas a las que se trabaja, se producen pérdidas energéticas, que se traducen en una progresiva evaporación del hidrógeno que esté almacenado. Este hidrógeno se va acumulando en el interior del depósito pero debe ser venteado para evitar sobrepresiones. Este efecto debe ser minimizado estando en la actualidad en torno al 3-5% de hidrógeno evaporado al día, pero debe disminuirse con el fin de conseguir sistemas más eficientes.
- La energía necesaria en el proceso de licuefacción es elevada, necesitándose en torno al 30% de la energía que contiene el hidrógeno, pudiendo llegar a ser este gasto energético mayor en pequeñas plantas de licuefacción ya que son menos eficientes.

- Los materiales con los que se trabaja, incluyendo los sistemas de aislamiento, suponen un gran peso y volumen del sistema total. Deben ser optimizados para mejorar coste, volumen, peso y aislamiento del exterior.

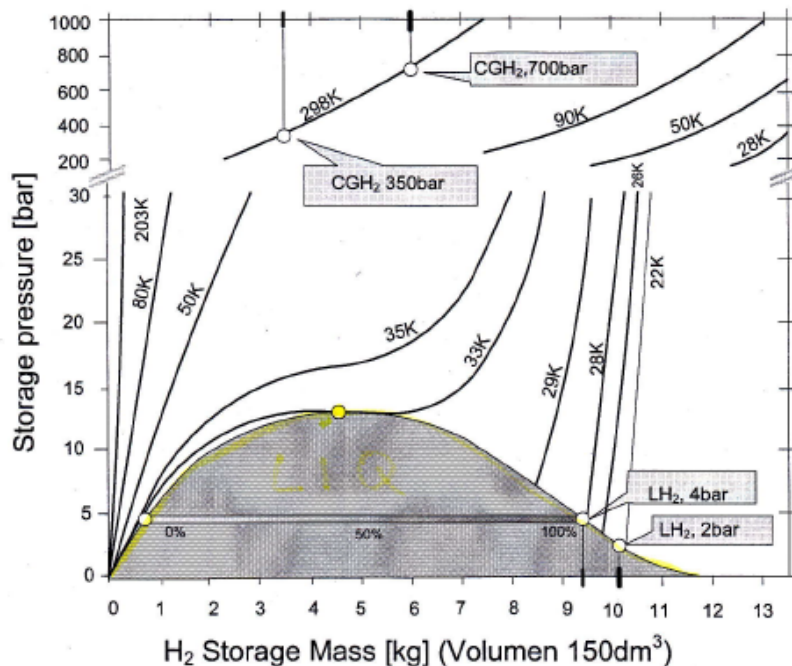


Figura A.2.19. Diagrama de fases del hidrógeno

Los recipientes de hidrógeno líquido se componen principalmente de un depósito interior, un sistema de aislamiento intermedio y un armazón exterior. El depósito interior tiene que ser resistente al efecto de fragilización del hidrógeno, impermeable al hidrógeno y resistente a las temperaturas de operación (20K). Además, a causa de los grandes cambios de temperatura cuando el depósito está lleno o vacío, hay que tener en cuenta la expansión y contracción del material, así como la resistencia a cargas de fatiga.

La capa de aislamiento intermedia suele ser de dos tipos. El más eficiente es el aislamiento a presión de vacío (consistente en capas de Mylar, aluminio u otro compuesto con una baja emisividad y alta reflectividad, separadas por capas de fibras de vidrio). Teniendo baja presión se consigue disminuir la convección entre las capas, así mediante las capas de aluminio se reduce la radiación y el vidrio reduce la conducción de calor. El segundo tipo es mediante un aislamiento rígido de espumas (foam). Presenta menos problemas de seguridad, sin embargo la conductividad térmica es mayor. En ambos casos, el armazón exterior es de acero o aluminio y debe presentar una alta resistencia a la abrasión.

#### A.2.4.3. Almacenamiento sólido

Según lo visto en puntos anteriores el almacenamiento de hidrógeno gaseoso comprimido necesita de altas presiones en los depósitos de confinamiento mientras que el almacenamiento líquido necesita de depósitos criogénicos.

Ambos sistemas presentan dificultades, el almacenamiento gaseoso es muy voluminoso y el almacenamiento líquido es poco práctico en aplicaciones no industriales, además de caro.

En este escenario aparece el almacenaje por hidruros metálicos que soslaya algunos de los inconvenientes de los anteriores y presenta un modo compacto, intermedio en peso, para el almacenamiento.

Se denomina almacenamiento sólido a aquel en el que la molécula de hidrógeno pasa a formar parte de un sustrato sólido debido a un mecanismo, que puede ser principalmente de tres tipos:

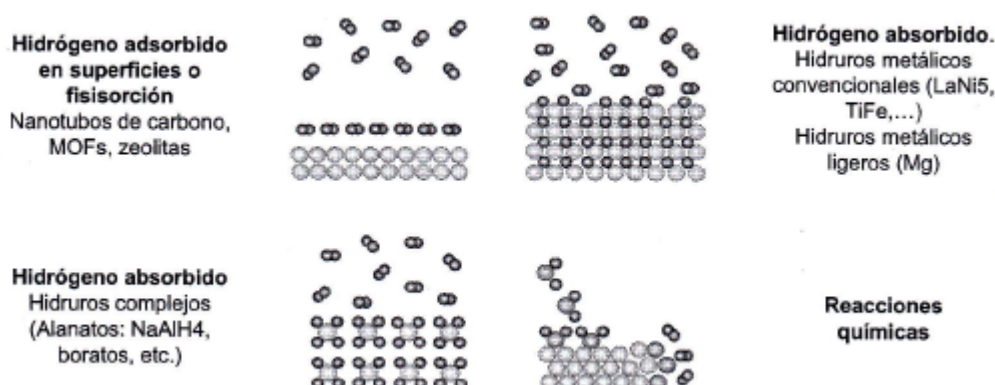


Figura A.2.20. Almacenamiento sólido por distintos procesos

- Fisisorción** o adsorción de hidrógeno en materiales en su superficie. En este proceso, las moléculas de hidrógeno gas interaccionan con las moléculas o átomos de la superficie del material, que puede ser sólido a líquido. En estos sistemas, la capacidad de almacenar hidrógeno es proporcional a su superficie. De esta forma se está trabajando con materiales que tengan una alta superficie específica, como son los materiales basados en carbono, entre ellos los nanotubos de carbono, aerogeles o nano fibras, así como las estructuras órgano-metálicas. También se está trabajando en nuevas estructuras como son los polímeros conductores y los clatratos (clathrates).

El principal atractivo de los nanotubos de carbono reside en el potencial de almacenamiento, que podría en un futuro llegar en torno al 10% en peso a temperatura ambiente, siendo además procesos reversibles. Es un almacenamiento reversible porque el hidrógeno se libera aumentando la temperatura a una presión dada. Posteriormente el hidrógeno se vuelve a acumular mediante control de temperatura y presión.

Actualmente la cantidad máxima de hidrógeno almacenada en estos materiales es en torno al 3% en peso a bajas temperaturas (77K) y el objetivo es obtener una capacidad de almacenamiento del 6% en peso a temperatura ambiente.

Los nanotubos de carbono son unos materiales formados únicamente por carbono, donde la unidad básica es un plano grafitico enrollado que forma un cilindro, formando unos tubos cuyo diámetro es del orden de algunos nanómetros. Son sistemas ligeros, huecos y porosos que tienen alta resistencia mecánica, y por tanto, interesantes para el reforzamiento estructural de materiales y formación de composites de bajo peso, alta resistencia a la tracción y enorme elasticidad.

La principal ventaja de este tipo de almacenamiento mediante fisisorción son las bajas presiones de operación, el bajo coste de los materiales (carbono) y el simple diseño del sistema completo de almacenamiento. Como principales inconvenientes, presenta una baja densidad de almacenamiento en peso y en volumen (si se compara con el del recipiente), además de necesitar bajas temperaturas (77K) para alcanzar un rendimiento óptimo, lo que actualmente lo hacen impracticable frente a otras alternativas.

Recientemente se están desarrollando nuevos materiales reversibles con alta superficie específica, como son los materiales micro porosos de estructuras órgano metálicas (MOFs). Son materiales sintéticos y cristalinos que están compuestos por grupos de óxidos metálicos unidos a estructuras orgánicas como por ejemplo el  $Zn_4O$  (1,4-benzenedicarboxylate). La capacidad de esos compuestos se ha comprobado que puede llegar al 4% en peso a 77K, y al 1% en peso a temperatura ambiente.

- **Absorción** de hidrógeno en hidruros metálicos o hidruros complejos. Los átomos de hidrógeno se introducen en el interior del material, ocupando los intersticios. La reacción de hidrógeno gas con un metal es un proceso de absorción. En este proceso los átomos de hidrógeno ceden un electrón a la estructura metálica.

Y es que el hidrógeno reacciona a elevada temperatura con muchos metales de transición y sus aleaciones, formando hidruros metálicos, tanto simples (combinaciones binarias del hidrógeno con algún elemento del grupo I o II de

la tabla periódica, como NaH, BeH<sub>2</sub>, CaH<sub>2</sub>, LiH,...) como complejos (hidruro que no tienen una estructura simple como la del hidruro de sodio (NaH) o la del hidruro de litio (LiH) aunque también se caracterizan por su capacidad de donar un ion hidruro; se forman con metales de transición y algunos lantánidos y actínidos).

Son especialmente interesantes los hidruros metálicos de sistemas ternarios (hidruros mixtos o complejos), con la estructura ABxHn, ya que variando la aleación de elementos se varían las propiedades de los hidruros. El elemento A suele ser un metal alcalino (grupo 1 de la tabla periódica) o elementos de las "tierras raras" (grupo de 17 elementos químicos, con números atómicos 21, 39 y del 57 al 71), del grupo de los lantánidos. El elemento B suele ser un metal de transición y forma solo hidruros inestables. Los ratios A:B normales suelen ser x= 0,5, 1, 2, 5. Cada grupo tiene características especiales. Los AB presentan un menor coste, los A<sub>2</sub>B son más ligeros y los AB<sub>5</sub> muestran poca histéresis, tolerancia a las impurezas. Además tanto los AB como los AB<sub>5</sub> tienen presiones de equilibrio de unos pocos bares hasta 100°C.

El almacenamiento se produce del siguiente modo. Al principio el metal está libre de hidrógeno. A una temperatura dada el hidrógeno se disuelve en la fase metálica aumentando la presión. Conforme aumenta la presión los incrementos en el contenido de hidrógeno son cada vez menores hasta que el material puede considerarse cargado. En la descarga la presión disminuye de manera que debe suministrarse calor si se quieren mantener condiciones isotermas de reversibilidad. Sin embargo, aun en el mejor de los casos, se produce un efecto de histéresis.

El proceso de absorción global es endotérmico, desprende calor cuando el hidrógeno es adsorbido en el material y necesita calor (se enfría) cuando el hidrógeno se desorbe. Esta característica implica la necesidad de estos sistemas de un sistema de refrigeración para el control óptimo del proceso.

Estos sistemas se caracterizan por tener una alta densidad energética por unidad de volumen. Sin embargo tienen una baja densidad energética por unidad de masa (son pesados) por lo que se hacen adecuados para aplicaciones estacionarias donde el peso no es primordial.

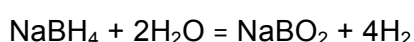
Estos sistemas de almacenamiento tienen un gran potencial para conseguir superar a los sistemas de hidrógeno gas comprimido en densidad energética eliminando los problemas de seguridad asociados al almacenamiento a presión y trabajar a temperaturas criogénicas.

- Mediante **reacción química**, almacenamiento de hidrógeno basado en metales y agua. Este tipo de almacenamiento engloba aquellas tecnologías en las cuales el hidrógeno gas es obtenido a partir de una reacción química en la



que participan reactivos ricos en hidrógeno como son los hidruros químicos ( $\text{NaBH}_4$ ), agua ( $\text{H}_2\text{O}$ ) y alcoholes ( $\text{R-OH}$ ). La dificultad se encuentra en el hecho de la reversibilidad, y que la recarga de estos sistemas debe realizarse fuera de las aplicaciones en una planta especializada. Las principales reacciones en este campo son las reacciones de hidrólisis y las reacciones de hidrogenación.

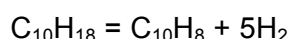
- **Hidrólisis:** se produce la oxidación de hidruros químicos con agua para producir hidrógeno. La más común en este campo es la reacción del hidruro de boro sódico:



En la primera fase, una suspensión de líquido inerte estabilizante protege al hidruro de entrar en contacto con el agua y hace al hidruro manejable. En el momento de uso del hidrógeno, la suspensión se mezcla con agua y se produce hidrógeno puro. La reacción se controla a través del pH y del catalizador.

Este tipo de almacenamiento se caracteriza por tener gran capacidad de almacenar hidrógeno y tener una cinética rápida. En cambio la regeneración del borohidruro es compleja, y se debe realizar fuera de la aplicación.

- **Hidrogenación:** la más común es la reacción de la decalina para formar naftaleno, pudiendo llegar al 7,3% en peso a  $210^\circ\text{C}$ .



Tiene lugar sobre un catalizador soportado sobre platino o metales nobles para controlar la cinética de la reacción. Las principales ventajas en estos sistemas es que no se necesita agua y se trabaja en estado líquido, sin embargo es necesaria la hidrogenación en una planta especializada.

### A.2.5. DISTRIBUCIÓN DEL HIDRÓGENO

La distribución del hidrógeno, al igual que la de cualquier combustible, supone un coste importante. Este hecho cobra más importancia debido a las características y problemáticas que tiene el almacenamiento del hidrógeno.

Debido a ello, es importante optimizar al máximo las cantidades distribuidas y las distancias a recorrer, acorde a unas producciones y demandas. Por ejemplo, para unas demandas elevadas se opta por tener la producción de hidrógeno en el lugar de consumo.



Los principales sistemas de distribución en general pueden ser por camión, tren, barco o tuberías. Dentro de estas opciones se puede clasificar también en distribución de hidrógeno gas comprimido, líquido o en estado sólido.

Combinando estas opciones se obtienen los principales sistemas de distribución actuales:

- **Distribución de hidrógeno gas comprimido por carretera:** el hidrógeno gas se distribuye por carretera a altas presiones para optimizar la capacidad de los camiones encargados del transporte. Las presiones usuales a las que se distribuye son 200 bar. Esta presión viene marcada por el material que se usa en los cilindros que componen el semi-remolque, principalmente acero. Las presiones a las que se podría llegar se estiman en 600 bar, con la incorporación de nuevos materiales, como los composites, en los cilindros.

Las cantidades de hidrógeno que transportan estos sistemas son del orden de 4.000 Nm<sup>3</sup> de hidrógeno, unos 300 kg. Estas cantidades vienen condicionadas por la cantidad de cilindros que se puede acoplar en el semirremolque y la tara máxima permitida. El peso total típico de un camión es de 36 Toneladas (marcado por la tara del camión), existiendo una relación de peso de botellas frente al hidrógeno transportado de en torno a 100/1.

Por último hay que tener en cuenta que debido a las características de las instalaciones en las que se usa el hidrógeno, solamente es aprovechable un 75-85% del hidrógeno que se transporta. Esto es debido a las presiones de suministro, ya que a partir de una presión de 30 bar en el semi-remolque no se puede seguir evacuando hidrógeno, perdiendo esa cantidad.

De esta forma se concluye que este sistema de transporte tiene grandes limitaciones en cuanto a cantidades de hidrógeno transportadas, sin embargo es la opción más viable ya que requiere una baja inversión inicial y se ajusta a las demandas iniciales de un mercado incipiente. Es la forma más viable para el mercado actual.

- **Distribución de hidrógeno líquido por carretera:** a través de la distribución de hidrógeno líquido se consigue optimizar las cantidades que se pueden distribuir, llegando a distribuir hasta 4.000 Kg. de hidrógeno. Los principales problemas son los asociados al coste energético en el proceso de licuefacción, en torno al 30% de la energía contenido en el hidrógeno, y a las pérdidas que se producen, en torno al 0,3-0,6% al día. Debido a ello un punto clave en la introducción de este sistema de distribución es la distancia a la planta de licuefacción. Con el fin de minimizar las pérdidas, estos grandes depósitos son similares a los que se han comentado en apartados anteriores, pero añadiéndoles una camisa exterior de nitrógeno líquido, consiguiendo reducir las pérdidas por evaporación.

- Distribución de hidrógeno gas a través de gaseoductos:** una red canalizada de tuberías es el mejor sistema para manejar grandes cantidades de hidrógeno. Estos sistemas, al igual que las actuales canalizaciones de gas natural, tiene sentido para grandes cantidades y distancias cortas, por ejemplo, en grandes núcleos urbanos, debido a la fuerte inversión inicial que necesitan, en torno a 0,4-1,2 M€/km. Sin embargo, los costes de operación y mantenimiento son bajos.

Se ha planteado usar la red de gas natural para la distribución de hidrógeno, sin embargo las diferencias entre estos dos gases hacen que no sea posible. Lo primero es el efecto de fragilización que el hidrógeno produce en los metales, también el hecho de que el hidrógeno es tres veces más voluminoso que el gas natural, lo cual supone no poder usar los sistemas de compresión actuales para llegar a las condiciones óptimas de las tuberías, en torno a 1000 bar.

No obstante, sí es posible usar las redes de media y baja presión de gas natural con hidrógeno, al estar compuestas las de baja presión de tuberías poliméricas, y las de media de aceros poco aleados; el problema viene con los aceros altamente aleados de las redes de alta presión.

Hay un proyecto europeo, NATURHY, en el que se esté estudiando la posibilidad de introducir mezclas de hidrógeno (10%) y gas natural. En la actualidad existen canalizaciones de hidrógeno gas, en Estados Unidos (unos 1100 km). y en Europa unos 1.500 km., cerca de industrias químicas y refinerías.

## A.2.6. PILAS DE COMBUSTIBLE

### A.2.6.1. Introducción a las pilas de combustible

Las pilas de combustible son dispositivos electroquímicos que convierten directamente la energía química de un combustible en energía eléctrica, en presencia de un oxidante (aire u oxígeno), con alta eficiencia (45–65%) y baja emisión de sustancias contaminantes.

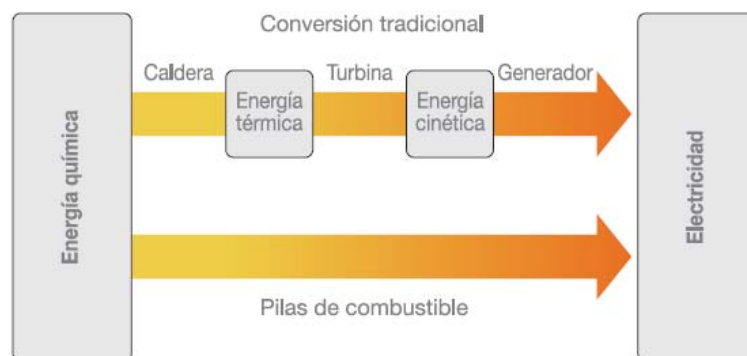


Figura A.2.21. Procesos de conversión energética

Una pila de combustible está constituida por diversas celdas de combustible individuales conectadas eléctricamente. Cada celda está constituida por 2 electrodos (ánodo y cátodo) separados por un electrolito. La energía eléctrica se genera combinando  $H_2$  y  $O_2$  mediante una reacción electroquímica sin ninguna combustión, generando como únicos subproductos calor y agua.

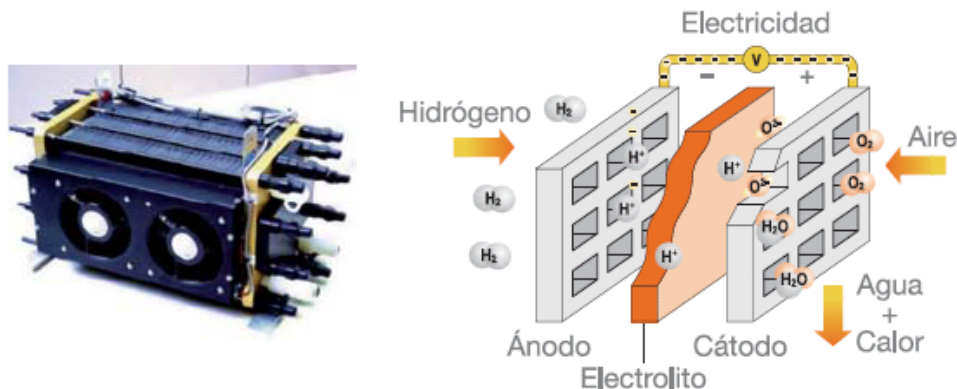


Figura A.2.22. Pila de combustible (izq.) y celda de combustible (dcha.)

Una típica celda o célula de combustible consta de dos electrodos, positivo (cátodo), y negativo o ánodo, separados por un electrolito, que es un medio dieléctrico (esto es, mal conductor de la electricidad) pero que permite pasar ciertos iones. En cada electrodo se produce una determinada reacción electroquímica. Por ejemplo, en una pila de tipo PEM (se definirá más adelante) es:

- Reacción en el ánodo:  $H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$
- Reacción en el cátodo:  $1/2 O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$

Los fenómenos que ocurren en ambos electrodos y electrolito son:

- En el ánodo se disocia la molécula de hidrógeno en dos iones, y sobran dos electrones.
- El electrolito deja pasar el ion  $H^+$  a su través.
- En el cátodo se disocia la molécula de oxígeno en iones  $O^+$  (para lo que hacen falta dos electrones por ion) y se unen con los iones  $H^+$  para formar moléculas de agua.
- Las reacciones de ánodo y cátodo generan un potencial electroquímico entre sí, que se manifiesta en un voltaje eléctrico.
- Los electrones que se han liberado en el ánodo no pueden llegar al cátodo a través del electrolito (no conductor), por lo que se requiere de un circuito eléctrico externo entre ánodo y cátodo. Esos electrones fluyendo entre ánodo y cátodo externamente forman una corriente eléctrica útil.

La reacción global es:



La pila de combustible es el resultante de concatenar (apilar) varias celdas de combustible, para lograr mayores potencias. Habitualmente se utilizan ambos términos indistintamente. En idioma español se usa más "pila" igual que en francés, mientras que se prefiere "celda" en inglés (cell) o en alemán (Zelle). En inglés se reserva la palabra "stack" (pila) para el apilamiento, pero no para el conjunto, que se denomina "fuel cell".

Para que los reactantes (combustible y oxidante) lleguen al electrodo, es necesario que los electrodos permitan el paso a su través de dichos reactantes. La configuración típica de una celda de combustible consiste en una capa de electrolito en contacto con un ánodo y un cátodo poroso, uno en cada lado. En la siguiente figura se muestra una representación esquemática de una celda de combustible con los gases reactantes/productos, y las direcciones de los flujos de conducción iónica a través de la celda.

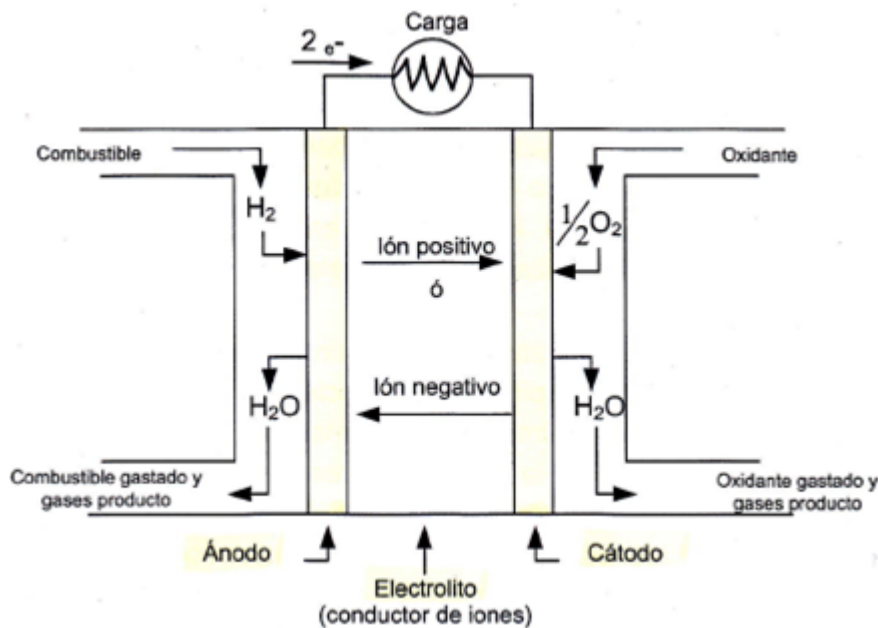


Figura A.2.23. Esquema de una celda de combustible individual

Una característica importante en las celdas de combustible es que el combustible se alimenta continuamente al compartimiento anódico (electrodo negativo), y el catódico (electrodo positivo) se alimenta continuamente con un oxidante (p.e. oxígeno del aire), lo cual las diferencia de los acumuladores electroquímicos (las baterías o pilas convencionales que conocemos).

Aunque una celda de combustible tiene componentes y características similares a los de una batería típica, se diferencian en algunos aspectos. La batería es un dispositivo acumulador de energía. La máxima energía disponible está determinada por la cantidad de reactante químico almacenado dentro de la misma batería, por lo que esta dejará de producir energía eléctrica cuando se consuman los reactantes químicos (esto es, se descargue). En una batería de acumuladores, los reactantes se regeneran por recargas, lo cual supone introducir energía en la batería mediante una fuente externa, a diferencia de lo que ocurre en una pila de combustible que se alimenta externa y continuamente con los reactantes y la energía se genera en el interior.

Un error común es pensar que la pila de combustible está cargada con hidrógeno, lo cual no es cierto. Una de las grandes ventajas de la pila de combustible es precisamente que el suministro del combustible es externo, por lo que no necesita recargas.

El hidrógeno (gaseoso) es el combustible de preferencia para las pilas de combustible, a causa de su alta reactividad cuando se usan los catalizadores adecuados y también porque tanto el propio hidrógeno como los productos de la reacción (agua) son inocuos para el catalizador. Los catalizadores habituales en pilas de combustible son metales, nobles como platino (Pt) o paladio (Pd), o más convencionales como el níquel (Ni) o el hierro (Fe).

Aunque el hidrógeno sea el combustible de preferencia para una pila de combustible, también se han desarrollado pilas que consumen directamente metanol o etanol. Asimismo, se han desarrollado sistemas que convierten gases o líquidos combustibles (gas natural, derivados del petróleo, gas sintético, biogás) a mezclas de hidrógeno y otros gases inocuos para los catalizadores, o a hidrógeno de alta pureza, de forma que las pilas de combustible pueden ser alimentadas con el combustible disponible en cada caso.

El criterio más corriente para clasificar las pilas de combustible es en función del tipo de electrolito que utilizan. Según este criterio tendremos pilas de combustible que operan a diferentes temperaturas, que necesitan mayor o menor pureza del hidrógeno suministrado y que resultan más o menos adecuadas para ciertas aplicaciones. La tabla siguiente muestra las ventajas e inconvenientes de las principales tecnologías de pila de combustible existentes, sobre las que se darán detalles adicionales en apartados posteriores, así como sus aplicaciones más habituales.

Tipo	Electrolito	Temperatura de operación (°C)	Aplicaciones	Ventajas	Inconvenientes
Membrana Polimérica (PEMFC)	Polímero sólido.	60-100	Vehículos. Portátiles. Generación estacionaria.	Electrolito sólido reduce corrosión y mantenimiento. Baja temperaturat. Arranque rápido.	Catalizadores costosos. Sensible a impurezas en H <sub>2</sub> u otro combustible.
Alcalina (AFC)	Solución acuosa de hidróxido de potasio.	90-100	Espacio. Militar.	Reacción catódica más rápida en electrolito alcalino. Mayor eficiencia.	Muy sensible a impurezas.
Ácido Fosfórico (PAFC)	Ácido fosfórico líquido.	175-200	Generación estacionaria. Portátiles.	65% de eficiencia en cogeneración. Acepta H <sub>2</sub> impuro.	Catalizador de platino. Baja corriente y pot. Gran peso y volumen.
Carbonatos Fundidos (MCFC)	Solución líquida de litio, sodio y potasio.	600-1.000	Generación estacionaria.	Ventajas por alta temperatura: mayor eficiencia, catalizadores más baratos.	Corrosión debido al tipo de electrolito. Baja vida útil.
Óxidos Sólidos (SOFC)	Óxido de Zirconio sólido con adiciones de Itrio	600-1.000	Generación estacionaria.	Ventajas por alta temperatura.	Corrosión debido a altas temperaturas. Baja vida útil.

Tabla 2.X.- Clasificación pilas de combustible según electrolito

Las principales aplicaciones de las pilas de combustible se pueden englobar dentro de 3 grandes grupos:

- Aplicaciones estacionarias: generación eléctrica distribuida y cogeneración, sistemas eléctricos de respaldo y sistemas autónomos.
- Aplicaciones móviles: fuerza motriz y unidad auxiliar de generación (APU) en vehículos de transporte terrestre, marítimo y aéreo.
- Aplicaciones portátiles: fuente de alimentación para teléfonos móviles, ordenadores, juguetes y dispositivos portátiles en general.

La generación distribuida es una de las aplicaciones que mejor se adapta a las pilas de combustible, y es precisamente el objeto del presente documento. Frente al sistema convencional de distribución de energía formado por grandes centrales y largas redes de transporte, la generación eléctrica distribuida utilizando pilas de combustible consiste en disponer de múltiples plantas de pequeño tamaño (<30MW) instaladas en las propias zonas residenciales e industriales, junto a los puntos de consumo, consiguiendo una reducción de las pérdidas de las líneas de transporte y constituyendo un complemento y apoyo a la generación centralizada, mejorando la calidad del suministro.

Las aplicaciones se deben distinguir en cuanto a si hacen uso de las ventajas básicas de las pilas de combustible en cuanto a eficiencia y posibilidad de usar hidrógeno (en lugar de derivados del petróleo) para lograr autosuficiencia energética o emisiones cero en el punto de uso, o si en cambio sacan partido de otras características como su baja emisión de ruidos, la modularidad, o no requerir de carga como las baterías, por ejemplo.



En el primer caso, nos encontramos con aplicaciones de mercado de masas o usos de la energía masiva, en las que se ha de competir en precio con las tecnologías actuales. Está claro que la entrada paulatina en el mercado de masas se beneficia de las ventajas ambientales, hasta que los precios se equilibren (menores costes de las pilas y mayores costes de los combustibles tradicionales). Entre estas aplicaciones destaca la automoción (turismos, autobuses, scooters), la generación eléctrica (generación distribuida en pequeñas y medianas plantas), y la cogeneración doméstica o residencial, en la que la pila de combustible genera electricidad y agua caliente.

En el segundo caso, se trata de aplicaciones llamadas nicho, en las que el usuario es proclive a pagar un precio superior por disponer de alguna ventaja adicional, o bien aplicaciones en las que la disponibilidad de energía se paga a precio alto. Por ejemplo:

- Los sistemas de respaldo (backups) garantizan una mayor duración del suministro eléctrico en caso de fallo de la red, un menor volumen (hidrógeno frente a baterías) y que no hay descarga a lo largo del tiempo, como con baterías.
- Los sistemas autónomos pueden evitar completamente el consumo de gasóleos en grupos generadores si se genera el hidrógeno in situ mediante las fuentes renovables disponibles.
- Los vehículos eléctricos (mini coches, sillas de ruedas) y los industriales (carretillas elevadoras) tienen la ventaja de mayor autonomía y tiempo de recarga muy reducido.
- Las unidades de potencia auxiliar en vehículos (turismos, camiones, autobuses, aviones) reducen el consumo de combustible en momentos en los que no se circula pero se necesita climatización u otros servicios.
- Los grupos electrógenos basados en pila de combustible son mucho más silenciosos y no emiten gases.
- En electrónica portátil la promesa de mayor autonomía y de recarga instantánea son la clave. En algunas aplicaciones, como telefonía móvil de última generación, incluso se supera a las baterías en cuanto a potencia.

Por último, conviene recalcar otra vez que las pilas de combustible no tienen por qué desplazar a las baterías en muchas aplicaciones, sino que una correcta utilización sinérgica de ambos (hibridación), pila de combustible y batería, puede dar los resultados óptimos.



### A.2.6.2. Historia de las pilas de combustible

A pesar de su aura de tecnología avanzada e innovadora, el principio de funcionamiento de las celdas de combustible realmente se conoce desde hace más de 150 años, antes incluso que el desarrollo de las máquinas térmicas (turbinas y motores de combustión). Siendo consideradas al principio como una mera curiosidad, las celdas de combustible han sido objeto de un gran avance especialmente desde las aplicaciones espaciales.

En 1838 Christian Friederich Schoenbein, catedrático en la Universidad de Basilea, envió a Michael Faraday una carta en la cual mencionaba experimentos que habían descubierto en los que un electrolito ácido era capaz de generar corriente eléctrica a partir de hidrógeno y oxígeno o clorina sin que los electrodos de platino sufriesen cambios químicos.

No obstante, las celdas de combustible deben su origen a los experimentos llevados a cabo por William Grove en 1843, abogado inglés, a través de sus estudios y experimentos en lo que dio en llamar "Grove cell". Utilizando electrodos formados por finas láminas de platino, inmersas en una disolución de ácido sulfúrico pudo estudiar la electrolisis del agua. Como esperaba, el hidrógeno y oxígeno producido se recogía en pequeños tubos que soportaban los electrodos. Una vez parada la alimentación de corriente que permitía la disociación del agua, Grove encontró que había una corriente en sentido inverso, que era producto de la recombinación de los gases sobre los electrodos de platino. Para probar este punto Grove construyó los que dio en llamar "gaseous voltaic battery" formada por 50 celdas.

En los informes de sus trabajos, Grove mostró una remarcable presciencia observando tres principios básicos sobre los cuales ha sido construida toda la teoría de la tecnología de las celdas de combustible. El primero, los electrodos de platino no actúan solamente como colectores de corriente, sino también como catalizador en las reacciones de recombinación del gas. Segundo, la reacción tiene lugar en las tres fases de la interfase gas-líquido-sólido. Tercero, para producir una corriente de cualquier magnitud es necesario disponer de una superficie notable de electrodo.

Ludwig Mond (1839-1909) amplió los trabajos de Grove sobre la oxidación del hidrógeno. Uno de los principales promotores de la tecnología de las celdas de combustible fue, William W. Jacques (1855-1932) y Emil Baur (1873-1944) durante 1910-1921. Jacques construyó una pila 1-5 kW carbono/aire de 100 celdas, formadas por potes de hierro, que contenían los ánodos de carbono y el electrolito de hidróxido de potasio, el cual era mantenido a una temperatura de 500°C. El aire era introducido en el electrolito a través de un tubo que atravesaba el fondo de los potes. Desafortunadamente, el electrolito alcalino era rápidamente contaminado por el

dióxido de carbono que producida una importante disminución de las prestaciones de la celda de combustible, de forma que nada surgió de la ambiciosa propuesta de Jacques para construir una central eléctrica y un barco propulsado por pilas de combustible de carbón.

Aprovechando las dificultades que había tenido Jacques, Baur sustituyó el potasio caustico por sales fundidas, tales como carbonatos y silicatos. Además, utilizó plata como electrodo, y por tanto su propiedad de catalizador para la producción de iones OH, pero la temperatura de trabajo tenía que ser elevada a 800-1000°C, lo que provocaba la descomposición del electrolito formado por carbonatos.

En 1932, F.T. Bacon (1904-1992) comenzó en Inglaterra a aplicar de una forma más sistemática los principios de ingeniería que hasta ahora para el diseño y construcción de multiceldas, utilizando electrodos de oxígeno e hidrógeno y electrolito de potasio caustico. La Segunda Guerra Mundial hizo interrumpir su trabajo, pero en 1959, Bacon, entonces en la Universidad de Cambridge, había construido y demostrado un sistema de 5 kW "Hydrox battery", que trabajaba a 200°C y a una presión de 40 bar y producía suficiente energía para poder operar un martillo neumático. Trabajando a 200°C, Bacon evitó de esta forma el uso de caros catalizadores de metal noble.

Sin embargo, el verdadero interés por las pilas de combustible como un generador práctico, no llegó hasta principios de los años 1960 cuando el programa espacial de la NASA promovió el desarrollo de pilas de combustible alcalinas para abastecer de electricidad y agua a las naves espaciales Apollo y a los STS shuttle Orbiters. Estos desarrollos se basaron en el diseño de la primitiva denominada pila de Bacon y fueron utilizados por Pratt and Whitney Company para construir una pila de combustible "hydrox", la cual suministró la potencia necesaria en el interior de la nave lunar Apollo.

El principal problema de las pilas de combustible alcalinas, para su uso en aplicaciones terrestres, residía en que no pueden operar con aire atmosférico. El CO<sub>2</sub> del aire reaccionaba irreversiblemente con el electrolito formando carbonato potásico (el fenómeno físico se verá más adelante).

Para aplicaciones terrestres estacionarias en los años 60 se empezaron a desarrollar las pilas de combustible de ácido fosfórico (que pueden utilizar el oxígeno del aire aunque necesitan gas hidrógeno de alta pureza dado que el ánodo se contamina por el CO producido en el procesador de combustible y que debe ser eliminado previamente), y las pilas de combustible de óxido sólido que pueden utilizar el oxígeno atmosférico y que no son contaminadas por el monóxido de carbono proveniente del procesador de combustible.

También en los años 60 empezaron a desarrollarse las denominadas pilas de combustible de carbonatos fundidos que junto con las de óxido sólido y debido a su funcionamiento limpio y eficiente a muy alta temperatura, pueden operar con combustibles de baja calidad y constituir en un futuro una alternativa válida que sustituya a las actuales centrales térmicas.

Paralelamente, a finales de los años 1950 Len Niedrach y Tom Grubb concibieron el uso de membranas de intercambio iónico en pilas de combustible que se denominaron pilas de combustible de membrana de intercambio protónico, conocidas también como pilas de combustible de polímero sólido. Posteriormente, en la década de los años 1960, los primeros desarrollos de pilas de combustible de polímero fueron utilizadas como fuente de energía en los vehículos del Programa Espacial Gemini (Gemini Manned Space vehicles). Debido a su baja temperatura de operación (menor de 100°C) y a su bajo impacto ambiental pueden ser las pilas de combustible idóneas para su aplicación en el transporte terrestre en sustitución del motor de combustión interna. De hecho, son las empresas automovilísticas las que en la década de los años 1990 empezaron a desarrollar los primeros prototipos de vehículos comerciales alimentados con este tipo de pilas.

#### A.2.6.3. Principales características de las pilas de combustible

- **Alta eficiencia:** las pilas de combustible generan una corriente eléctrica por una oxidación directa de un combustible, sin procesos de combustión. La ausencia de una combustión y de transmisión de la energía en forma de calor permite, teóricamente, rebasa la máxima eficiencia posible para las máquinas térmicas (motores y turbinas). En la práctica también se consiguen eficiencias muy altas (50% o incluso superior) en comparación con las máquinas térmicas.

Aunque las pilas de combustible no sean máquinas térmicas ni haya combustión, parte de la energía del combustible se convierte en calor, que hay que evacuar o aprovechar. También hay que señalar que las pilas de combustible, si se consideran como almacenamiento de energía, no pueden alcanzar las eficiencias de otros sistemas como las baterías o la hidroeléctrica reversible, en las que se puede recuperar del orden del 80% de la energía previamente almacenada.

- **Sin partes móviles:** las pilas de combustible no funcionan como una máquina térmica, en la que un fluido genera trabajo mecánico. Al carecer de partes móviles, su funcionamiento es completamente silencioso. No obstante, necesitan de sistemas adicionales para poder funcionar, como son la alimentación del combustible, la refrigeración y la alimentación del aire. En este último caso, se suele usar un compresor eléctrico de aire, que produce cierto ruido, especialmente si gira a muy altas revoluciones.

- **Funcionamiento continuo:** la pila de combustible, a diferencia de los acumuladores electroquímicos (baterías), es un dispositivo de conversión de energía que tiene la capacidad de producir energía eléctrica mientras se suministre combustible y oxidante a los electrodos. Se evita por lo tanto la necesidad de las recargas (largas y costosas), aunque requiere de un suministro externo de combustible, que, en el caso del hidrógeno especialmente, adolece de una falta de infraestructura o con una logística costosa.
- **Modularidad:** las pilas de combustible, al estar compuestas de celdas iguales concatenadas, pueden dimensionarse para lograr el voltaje que se necesite. De igual manera, el área de la celda es responsable de la corriente, de manera que se puede lograr la potencia requerida por apilamiento de más celdas y seleccionando el tamaño (área) de la celda.

Las potencias que pueden generarse oscilan entre los milivatios a los megavatios. Las potencias grandes, superiores a las decenas de kilovatios, están muy desfavorecidas por los altos costes de las pilas, frente a otras opciones como motores o turbinas.

- **Respuesta rápida:** las pilas de combustible reaccionan frente a una demanda eléctrica muy rápidamente, en el rango de las decimas de segundo, aunque no tanto como los acumuladores electroquímicos (rango de milisegundos).

Algunos tipos de pilas precisan muy pocos segundos para arrancar desde paro (las de baja temperatura). En cambio, otros tipos de pilas, como las de alta temperatura, solo pueden arrancar desde cero con procesos muy lentos, de varios días. Incluso, hay pilas que no deben de pararse nunca (como las de carbonatos fundidos).

- **Emisiones:** virtualmente, la única emisión posible de una pila de combustible es agua, bien en vapor, bien condensada como líquido. Al no haber combustión, no se produce ningún óxido de nitrógeno. En cualquier caso, si se alimenta una pila con un combustible que contenga carbono (metanol, gas natural, GLP, diesel), se generara  $\text{CO}_2$  en el proceso de tratamiento del combustible, que acabara emitiéndose a la atmosfera.
- **Variedad de combustibles:** en teoría, cualquier sustancia capaz de oxidación química que pueda ser suministrada continuamente (como un fluido), puede ser oxidado como combustible en el ánodo de una celda de combustible. Igualmente, el oxidante puede ser cualquier fluido que pueda ser reducido con un caudal suficiente.

El hidrógeno gaseoso ha llegado a ser el combustible de preferencia para muchas aplicaciones, a causa de su alta reactividad cuando se usan los catalizadores adecuados. La posibilidad de producirlo a partir de gas natural o hidrocarburos,

hacen que virtualmente las pilas de combustible puedan ser empleadas con el combustible más conveniente en cada aplicación. No obstante, en muchos tipos de pilas, la calidad del hidrógeno que se debe suministrar a la pila es muy exigente, de forma que el pre tratamiento del combustible se complica y encarece.

Igualmente, el oxidante más común es el oxígeno gaseoso, disponible en el aire de forma rápida y económicamente para aplicaciones terrestres, y también fácilmente almacenable para aplicaciones espaciales.

- **Durabilidad:** las pilas de combustible actuales tienen una durabilidad superior a las 4.000 horas de funcionamiento continuo (pilas PEM, ver más adelante), lo que está en el rango de vida útil de muchas aplicaciones, como los turismos. Se conocen durabilidades mucho mayores, del orden de las 10.000 horas, lo cual aun no llega a la vida requerida para

La degradación, la corrosión, o fallos en los componentes limitan la vida práctica de operación de las celdas de combustible, aunque se está progresando mucho en la duración de las pilas.

Aunque aún no se conoce bien el comportamiento de las pilas de combustible en situaciones de cargas variables y muchos arranques y paradas, hay que señalar que los acumuladores electroquímicos convencionales (baterías) también tienen ciertas exigencias en cuanto a su operación, que pueden llevar a la degradación rápida de las baterías (descargas profundas, efecto memoria).

- **Precio:** las pilas de combustible son equipos muy caros en comparación con tecnologías maduras como los motores de combustión o las baterías convencionales. En el caso de los motores de combustión, que están en el orden de magnitud de 50-100 €/kW, el coste de las pilas es de dos órdenes de magnitud mayor, en el entorno de los 6.000 €/kW.

No obstante, muchas veces hay que analizar el coste global de la disponibilidad de la energía, como es el caso típico de las carretillas elevadoras eléctricas, en las que, en los sitios en los que se usan a 3 turnos, se necesitan tres juegos de baterías (uno en uso, uno en carga, uno en enfriamiento), más los cargadores, más la ocupación de área en la nave, más los operarios dedicados al manejo de las baterías, más el hecho de que la batería pierde prestaciones a lo largo del turno. En el caso de las carretillas, la rentabilidad de usar pilas de combustible está ya muy cercana a la solución tradicional de las baterías.

El coste tan elevado se debe en parte a los materiales utilizados (metales nobles como el platino, o materiales de muy alta tecnología como las membranas), a la cantidad de desarrollo que han requerido recientemente (alta tecnología), a las soluciones no optimizadas (sobredimensionamiento de materiales, redundancias, ausencia de componentes ajustados a la aplicación), y sobre todo, a que las pilas

no se fabrican con medios de producción serie. Todos los fabricantes trabajan sobre pedido, y la mayor parte de ellos montan las pilas manualmente. Los bajos volúmenes del mercado actual no justifican aun las inversiones en medios de ensamblaje automáticos.

- **Tecnología en evolución:** existen varios tipos de pilas de combustible, siendo lo más aceptado actualmente que las pilas PEM son las más evolucionadas y con mayores expectativas. Hay que señalar que la especie iónica y la dirección en la que se transporta difieren entre cada tipo de pila, influyendo sobre la producción y eliminación de agua, con el consiguiente impacto sobre el sistema. El ion puede ser tanto un ion positivo como un ion negativo, es decir, que el ion transporte tanto carga positiva, como negativa (defecto o exceso de electrones).

#### A.2.6.4. Voltaje teórico de una celda de combustible de hidrógeno

El máximo trabajo que se puede obtener de una celda de combustible que opera a temperatura y presión constante, viene dado por el cambio de energía libre de Gibbs, G. A partir del balance de energía sistema - celda de combustible-, se puede llegar a la conclusión de que el máximo trabajo entregado por la celda ( $W_{elec}$ ) es igual al cambio de energía libre de Gibbs de la reacción; esto es:

$$W_{elec} = n \cdot F \cdot E = \Delta g$$

Donde  $\Delta g$  es la diferencia entre la energía libre de Gibbs de los productos y la energía libre de Gibbs de los reactivos, por mol; n es el número de electrones que se ponen en juego en la reacción electroquímica; F es la constante de Faraday (carga, en culombios, de un mol de electrones) y E es el voltaje de la celda de combustible.

La formula  $W_{elec} = n \cdot F \cdot E$  no deja de ser el mismo concepto de la expresión típica en electricidad de Potencia = Voltaje · Intensidad. En este caso, es Trabajo eléctrico = Carga eléctrica · Voltaje.

En la práctica, el voltaje es menor que el teórico por las irreversibilidades que ocurren. Esta misma expresión es aplicable a cualquier otro tipo de pila de combustible, real o teórica.

La variación de energía libre de Gibbs depende por lo tanto de la temperatura, pero también de la presión de los reactantes (en realidad, depende de la presión parcial, que tiene que ver con la concentración del gas en una mezcla de gases). Entonces, la ecuación que calcula dicha  $\Delta g$  se modifica a:

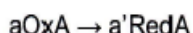
$$\Delta \bar{g} = \Delta \bar{g}^0 - R \cdot T \cdot \ln Q$$



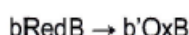
Donde Q es el cociente de reacción. Este cociente se calcula, dadas dos semirreacciones:

$$Q = \frac{[\text{Red}]^a [\text{Ox}]^{b'}}{[\text{Red}]^a [\text{Ox}]^b}$$

- Semirreacción de reducción:



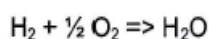
- Semirreacción de oxidación



- Reacción global



Para el caso de la celda de hidrógeno operando con oxígeno puro,



$$Q = \frac{P_{\text{H}_2} \cdot P_{\text{O}_2}^{\frac{1}{2}}}{P_{\text{H}_2\text{O}}}$$

En el caso de gases, la concentración es equivalente a la presión parcial. El potencial de la celda viene definido entonces por la llamada ecuación de Nernst:

$$E = -\frac{\Delta g}{n \cdot F} = -\frac{\Delta g^0}{n \cdot F} + \frac{R \cdot T}{n \cdot F} \ln Q = E^0 + \frac{R \cdot T}{n \cdot F} \ln Q$$

Donde  $E^0$  es el voltaje teórico para la celda, R la constante de los gases (8,314 J/mol·K), T la temperatura absoluta (K) y F la constante de Faraday (96.480 C, o J/V).

Por lo tanto, para una celda de hidrógeno, el voltaje teórico es igual a 1,23 voltios, a una temperatura de 25°C. Por ejemplo una celda que genere 0,6 V tiene una eficiencia de cerca de 50%, lo que significa que el 50% de la energía contenida en el hidrógeno es convertida en energía eléctrica.

#### A.2.6.5. Rendimiento termodinámico de pilas de combustible

La pila de combustible es un dispositivo electroquímico que convierte la energía almacenada en el combustible en electricidad directamente. El proceso está definido por un conjunto de variables químicas y físicas (presión, temperatura, composición del oxidante y combustible, electrodos...) a partir de los cuales se definen procesos de diferente naturaleza (física, química y termodinámica) que tienen lugar en su interior.



La eficiencia ideal (eficiencia termodinámica) de celda, bajo condiciones reversibles (máxima posible), se puede definir como el cociente entre la variación de energía libre de Gibbs y la variación de entalpía en la reacción:

$$\varepsilon_t = W_{\text{elect}}/(-\Delta H) = \Delta G/\Delta H = 1 - (T \cdot \Delta S/\Delta H)$$

Para calcular la variación de entalpía, hay que saber si el agua que se produce queda en forma líquida o vapor, dado que hay cierta diferencia.

La eficiencia de la célula de combustible, a diferencia de los motores de combustión (interna y externa) no está limitada por el ciclo de Carnot ya que no siguen un ciclo termodinámico entre dos focos de temperatura. No obstante, esto no quiere decir que siempre una pila vaya a tener mayor rendimiento que una máquina térmica. El rendimiento de la máquina de Carnot aumenta con la relación de temperaturas entre el foco caliente (temperatura a la que se produce la combustión) y el foco frío (normalmente el ambiente). Asimismo, la variación en energía libre de Gibbs disminuye más rápidamente que la variación de entalpía con la temperatura, resultando que, para la celda que consume hidrógeno, la celda de combustible ideal es menos eficiente que el ciclo de Carnot para temperaturas por encima de unos 750°C.

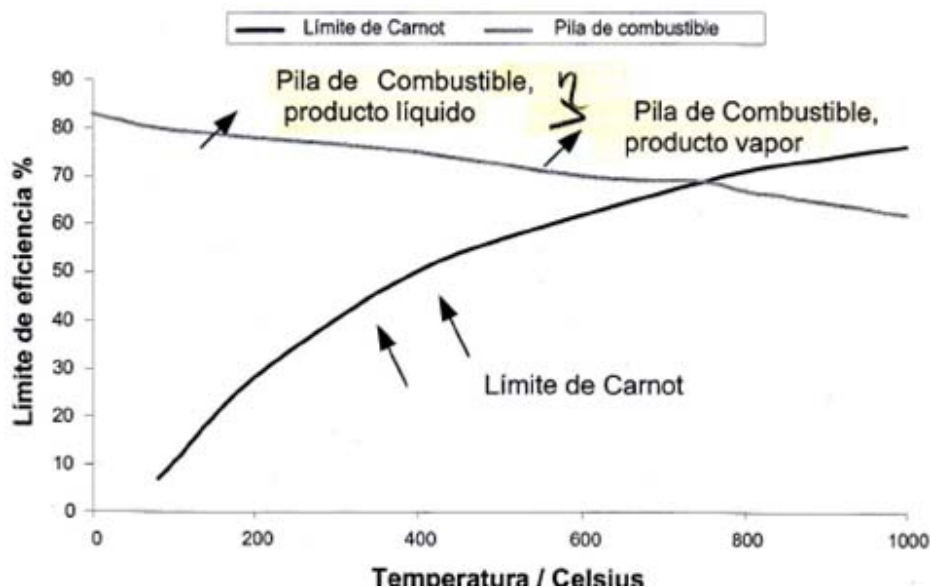


Figura A.2.24. Eficiencia ciclo de Carnot vs pila combustible H<sub>2</sub>

También se podría pensar que las celdas de combustible conviene operarlas a la menor temperatura posible. Esto es cierto para un comportamiento ideal, pero hay otros fenómenos que se superponen, que inclinan la balanza hacia mayores temperaturas de operación:

- El calor residual de una pila es mucho más útil cuanto mayor sea su temperatura.
- Las pérdidas de voltaje que ocurren en una celda real tienden a disminuir con la temperatura.
- La eficiencia de una celda de combustible ideal viene determinada por la reacción que se produce en la misma, y la temperatura. En un amplio rango de operación, una celda de combustible tendrá una mayor eficiencia teórica que cualquier máquina térmica que opere a la misma temperatura.

#### **A.2.6.6. Rendimiento electroquímico de pilas de combustible**

La diferencia entre los valores teóricos de eficiencia termodinámica (del orden del 80% para el H<sub>2</sub>) y los valores obtenidos realmente en las pilas de combustible se deben, además de a los sistemas auxiliares necesarios para que la pila funcione (bombas, precalentamiento, gestión de productos de la reacción, etc.) a los procesos irreversibles que tienen lugar en el dispositivo real, como son pérdidas óhmicas en los componentes, pérdidas por polarización o por concentración.

El rendimiento electroquímico o de potencial es una comparación de la caída en la tensión de operación de la pila respecto al potencial teórico o de Nernst, evaluando así las pérdidas, llamadas también sobretensiones o polarizaciones.

Así, el potencial (V) de una pila depende de la densidad de corriente que esta suministra. Esta relación se conoce con el nombre de curva de polarización. Hay tres fenómenos principales que son dominantes respectivamente a densidades de corriente bajas, medias o altas.

- Pérdidas por activación: son más patentes a bajas densidades de corriente, y son causadas por la "lentitud" de las reacciones que tienen lugar en la superficie de los electrodos. Una parte del voltaje se emplea en transferir los electrones desde y hacia los electrodos.
- Pérdidas óhmicas: igual que ocurre en una resistencia eléctrica, cuanto mayor es la intensidad que circula, mayor es la pérdida de voltaje.
- Pérdidas por concentración o por transporte de masa: conforme se aumenta la intensidad, la reacción en los electrodos es más intensa, pudiendo llegar a ocurrir que el combustible o el oxígeno no consigan llegar a la velocidad necesaria, o se produzca una pérdida de concentración de los reactivos en el electrodo.

También se pueden producir pérdidas por corrientes internas (de combustible y de electrones a través del electrolito): el electrolito debería de dejar pasar solo iones, no moléculas de combustible, y tener una conductividad eléctrica nula, extremos que nunca se verifican completamente. Estas pérdidas son relevantes a circuito abierto sobre todo

Se pueden encontrar expresiones analíticas que aproximen dicho comportamiento, de manera que se aproxima de manera precisa el voltaje real de la celda en cada punto de operación.

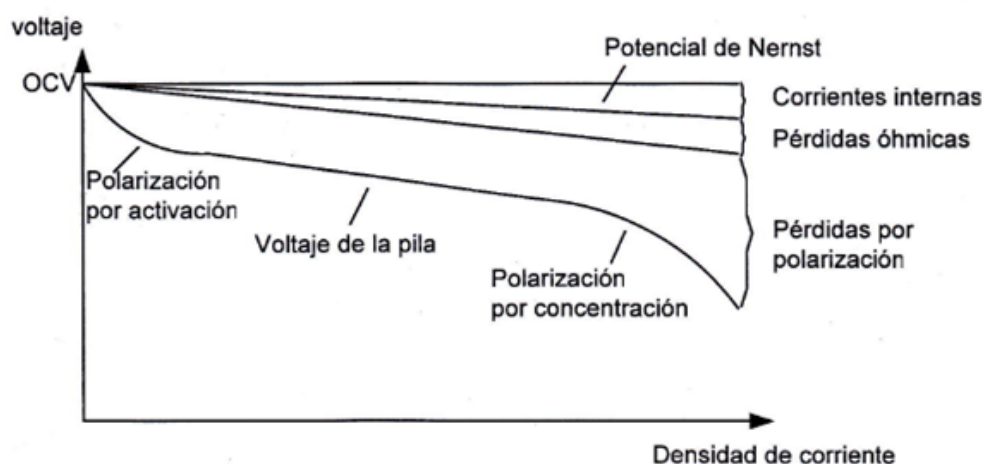


Figura A.2.25. Voltaje frente a densidad de corriente. Pérdidas

#### A.2.6.7. Tipos de pilas de combustible

Existe una variedad de celdas de combustible en distintas etapas de desarrollo. Se pueden clasificar en diversas categorías, dependiendo de la combinación del tipo de combustible y oxidante, si el combustible se procesa fuera (reformado externo) o dentro (reformado interno) de la celda de combustible, el tipo de electrolito, la temperatura de operación, si el reactante se alimenta a la celda por colectores internos o externos, etc.

La clasificación más común de celdas de combustible se basa en el tipo de electrolito utilizado y están ordenadas en función de la temperatura aproximada de operación, e incluye:

- Electrolito de polímero de intercambio de protones (PEFC) que opera a  $-80^{\circ}\text{C}$ .
- Alcalina (AFC) que opera a  $-100^{\circ}\text{C}$ .
- Ácido fosfórico (PAFC) que opera a  $-200^{\circ}\text{C}$ .
- Carbonato fundido (MCFC) que opera a  $-650^{\circ}\text{C}$ .
- Óxido sólido (SOFC) que opera de  $800$  a  $1000^{\circ}\text{C}$ .

La temperatura de operación y la vida útil de la celda de combustible imponen las propiedades fisicoquímicas y termo mecánicas de los materiales usados en los componentes de la celda (p.e. electrodos, electrolito, interconectores, colector de corriente, etc.). Los electrolitos acuosos están limitados a temperaturas de unos 200°C o menos, a causa de la elevada presión de vapor del agua y la rápida degradación a altas temperaturas.

La temperatura de operación también juega un papel importante en la determinación del tipo de combustible que se puede utilizar en una celda. Las celdas de combustible de baja temperatura (PEMFC, AFC y PAFC) con electrolitos acuosos quedan limitadas, en muchas aplicaciones, a emplear el hidrógeno como combustible. En las celdas de alta temperatura (SOFC y MCFC) se puede usar CO e incluso CH<sub>4</sub> a causa de que la cinética de las reacciones es inherentemente más rápida, y la poca necesidad de una alta actividad catalítica a altas temperaturas. Sin embargo, las celdas de alta temperatura pueden favorecer la conversión de CO y CH<sub>4</sub> a hidrógeno, por lo que se usa realmente hidrógeno como combustible efectivo.

- Electrolito de polímero / membrana de intercambio de protones (**PEFC/PEMFC**): el electrolito en esta celda es una membrana de intercambio iónico (polímero de ácido sulfónico fluorado u otros polímeros similares) que es un excelente conductor de protones.

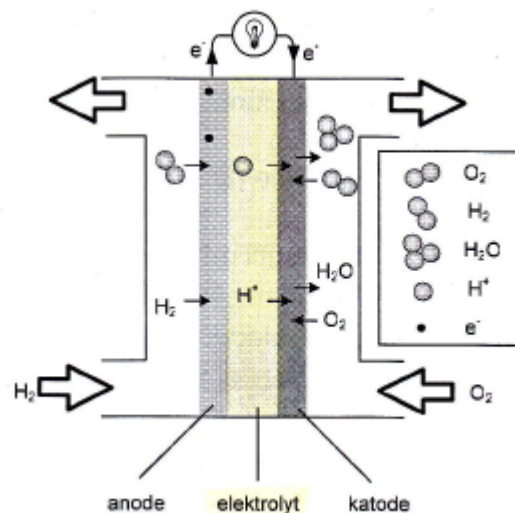


Figura A.2.26. Pila PEMFC

El único líquido en esta celda es agua; de este modo, los problemas de corrosión son mínimos. La gestión del agua en la membrana es crítica para un funcionamiento eficiente; la celda de combustible debe operar bajo condiciones tales que el agua obtenida como subproducto no se evapore más rápido de lo que es producida porque la membrana tiene que mantenerse hidratada.

A causa de la limitación de la temperatura de operación impuesta por el polímero, generalmente por debajo de 80°C, y debido a los problemas con el balance de agua, se utiliza un gas rico en H<sub>2</sub>.

Asimismo, al trabajarse a temperaturas bajas, se necesitan cargas catalíticas muy altas (Pt en muchos casos) mayores que las usadas en las PAFC, tanto en el ánodo como en el cátodo, lo que condiciona el contenido en CO del gas combustible (un veneno a baja temperatura), limitándolo a unas pocas p.p.m. (partes por millón).

La PEFC, como la SOFC, tiene un electrolito sólido. Por ello, esta celda tiene una excelente resistencia al flujo de gas de un electrodo a otro sin reaccionar. En contraste con la SOFC, la celda opera por debajo de los 80°C. Esto da como resultado que se la pueda llevar a su temperatura de operación rápidamente, pero el calor residual no es aprovechable para cogeneración u otro fin energético útil.

Los resultados de los ensayos muestran que la celda puede operar a densidades de corriente muy altas comparadas con las de otras celdas. Sin embargo, la gestión de calor y del agua puede limitar la densidad de energía de un sistema real.

Los electrodos porosos usados en celdas de combustible de baja temperatura consisten en una estructura compuesta que contiene un electrocatalizador de platino (Pt) en una gran área superficial de carbono (negro de humo) y un ligante de PTFE (politetrafluoroetileno).

Estos electrodos se usan para celdas ácidas y alcalinas. En estos electrodos porosos el PTFE es hidrofóbico (impide el mojado) y sirve como fase permeable del gas, y el carbono es un conductor de electrones que proporciona una gran área superficial de soporte del electrocatalizador. El platino sirve como electrocatalizador, aumentando la velocidad de las reacciones electroquímicas (oxidación/reducción) para una determinada superficie. El carbono tiene también un cierto grado de hidrofobicidad, dependiendo de las propiedades superficiales del material.

- La **AFC** fue una de las primeras celdas de combustible modernas en ser desarrollada, a principios de los años 60. Su finalidad era proporcionar energía eléctrica a bordo del vehículo espacial Apollo.

Entre los atributos de la celda AFC se incluye su excelente funcionamiento con hidrógeno y oxígeno en comparación con otras celdas debido a su rápida cinética del O<sub>2</sub> en el electrodo y su flexibilidad para usar un amplio rango de electrocatalizadores, un atributo que proporciona flexibilidad de proyecto.

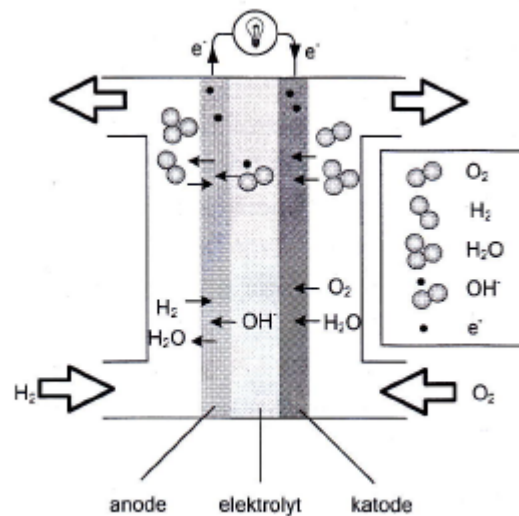


Figura A.2.27. Pila AFC

En esta celda el electrolito es KOH concentrado (85 % en peso) en celdas que operan a alta temperatura ( $>250^{\circ}\text{C}$ ), o KOH menos concentrado (35% -50% en peso) para temperaturas de operación menores ( $<120^{\circ}\text{C}$ ). El electrolito se retiene en una matriz (usualmente amianto), y se pueden utilizar un amplio rango de catalizadores (p.e. Ni, Ag, Óxidos metálicos, espinela, y metales nobles).

A la vez que el desarrollo progresaba para aplicaciones espaciales, se empezaron a investigar aplicaciones terrestres. Se reconoció que se requería el hidrógeno puro en la corriente de combustible, porque el  $\text{CO}_2$  en cualquier combustible reformado reacciona con el electrolito de KOH para formar carbonato, reduciendo la movilidad de los iones del electrolito.

Se podría suministrar al ánodo  $\text{H}_2$  puro pasando una corriente de combustible rica en  $\text{H}_2$  de reformado, por una membrana de metal precioso (paladio/plata). La molécula de  $\text{H}_2$  es capaz de pasar a través de la membrana por absorción y transferencia de masa, y dentro del ánodo de la celda de combustible. Sin embargo, se necesita una presión diferencial significativa a través de la membrana, y el coste de la membrana es prohibitivo. Incluso la pequeña cantidad de  $\text{CO}_2$  en el aire ambiente, fuente de  $\text{O}_2$  para la reacción, tendría que ser eliminada.

Por el momento, las investigaciones de Estados Unidos determinan que la eliminación del  $\text{CO}_2$  del aire, junto con la purificación del hidrógeno, no eran competitivos en coste, y que las aplicaciones terrestres del AFC podrían limitarse a aplicaciones especiales, como ambientes cerrados, en el mejor de los casos.



Excepto el hidrógeno, el aporte de combustible se limita a componentes no reactivos. El CO es un veneno, y el CO<sub>2</sub> reaccionaría con el KOH para formar K<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>, que no es soluble y precipita, alterando de este modo el electrolito. Incluso se debe considerar la pequeña cantidad de CO<sub>2</sub> en el aire ante una degradación a largo plazo, por lo que usualmente se destina esta tecnología a aplicaciones espaciales. Actualmente este tipo de pilas está francamente en desuso, superadas por las PEM.

- Celda de combustible de ácido fosfórico (**PAFC**): se usa ácido fosfórico concentrado (H<sub>3</sub>PO<sub>4</sub>) al 100 % para el electrolito en esta celda de combustible, que opera entre 150°C y 220°C. A temperaturas más bajas, el ácido fosfórico es un mal conductor iónico, y el envenenamiento por CO del electrocatalizador de Pt en el ánodo llega a ser severo.

La estabilidad relativa del ácido fosfórico concentrado es alta comparable con otros ácidos comunes; en consecuencia la PAFC es capaz de operar en el tope superior del rango de temperaturas del ácido (de 100°C a 220°C). Además, el uso del ácido concentrado (100 %) minimiza la presión de vapor del agua por lo que la gestión del agua en la celda no es difícil. La matriz que se usa universalmente para contener el ácido es carburo de silicio (SiC), y el catalizador tanto en el ánodo como en el cátodo es Pt.

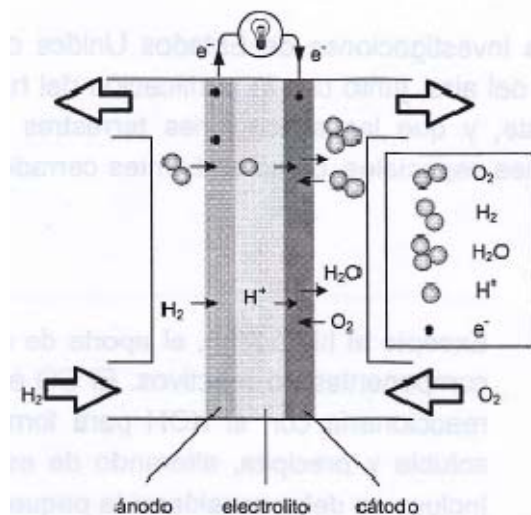


Figura A.2.28. Pila PAFC

El CO<sub>2</sub> (óxido ácido) en la corriente de gas combustible reformado y en el aire no reaccionan con el electrolito en una celda electrolítica ácida, sino que actúan como diluyente. Esta característica y la relativamente baja temperatura de las PAFC hacen de estas las candidatas para aplicaciones terrestres.

Aunque el rendimiento de la celda es algo menor que la alcalina a causa de la baja velocidad de reacción del oxígeno del cátodo, y a pesar de que la celda requiere que los hidrocarburos sean reformados en un gas rico en  $H_2$ , el rendimiento del sistema PAFC es mejor debido a su mayor temperatura de trabajo y a una conversión del combustible menos compleja (sin membrana ni caída de presión). También se elimina la necesidad de depurar el  $CO_2$  del aire.

La temperatura del calor residual de la celda es suficientemente alta para calentar agua o aire en un sistema operando a presión atmosférica. Es posible producir algo de vapor en las PAFC, un punto clave para la expansión de aplicaciones de cogeneración.

Los sistemas PAFC consiguen un rendimiento eléctrico del 37 % - 42 % (basado en el poder calorífico inferior del gas natural). Este es el rendimiento mínimo admisible para las plantas de pilas de combustible.

La PAFC usa catalizadores de metal precioso de alto coste como el platino. El combustible ha de ser reformado en el exterior de la pila, y el CO se debe reducir mediante una reacción de gas de vapor a menos de un 3 % - 5 % en la entrada del ánodo de la celda de combustible, o envenenara el catalizador.

- Celda de combustible de carbonatos fundidos (**MCFC**). Muchos de los inconvenientes de las celdas tanto de baja como de alta temperatura pueden ser mitigados por las altas temperaturas de operación de la MCFC (aproximadamente 650°C).

Este nivel de temperatura proporciona diversos beneficios:

- La celda puede estar fabricada por chapas de metales fácilmente disponibles que pueden ser estampadas con menor coste de fabricación.
- Las reacciones en la celda se producen con catalizador de níquel más que con los caros catalizadores de metales preciosos.
- El reformado puede tener lugar dentro de la celda cuando se incluye el catalizador adecuado (proporciona un gran número en eficiencia)
- El CO es un combustible que se usa directamente
- El calor residual tiene una temperatura suficientemente alta para impulsar una turbina de gas y/o producir un vapor de alta presión para una turbina de vapor o para cogeneración.
- Otra ventaja de la MCFC es que opera eficientemente con combustibles que contengan  $CO_2$  tales como gases derivados de bio-combustibles. Esta ventaja deriva de la mejora del rendimiento del cátodo como resultado del enriquecimiento en  $CO_2$

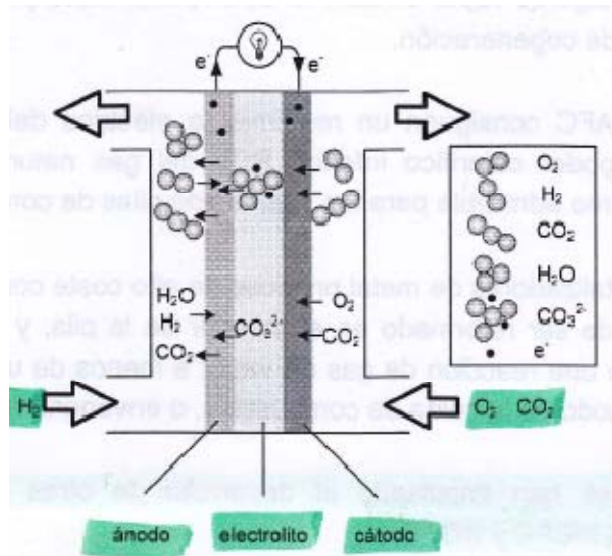


Figura A.2.29. Pila MCFC

No obstante, el MCFC tiene algunos inconvenientes:

- El electrolito es muy corrosivo y móvil, y se requiere una fuente de  $\text{CO}_2$  en el cátodo (reciclado normalmente del escape del ánodo) para formar el ion carbonato.
- La tolerancia al azufre viene determinada por el catalizador de reformado y es baja, igual que en todas las celdas que tengan reformado catalítico.
- La operación requiere el uso de acero inoxidable.
- Las altas temperaturas provocan problemas en los materiales, particularmente de estabilidad mecánica, que afecta a la vida.

El electrolito en esta celda de combustible es generalmente una combinación de carbonatos alcalinos (Na y K), que se retiene en una matriz cerámica de óxido mixto  $\text{LiAlO}_2$ .

La celda opera desde  $600^\circ\text{C}$  a  $700^\circ\text{C}$  donde los carbonatos alcalinos forman una sal fundida altamente conductiva, en la que los iones carbonatos proporcionan la conducción iónica. A las temperaturas de operación de las celdas MCFC, el Ni (ánodo) y el óxido de níquel (cátodo) son adecuados para promover la reacción, por lo que no se precisan metales nobles.

En las MCFC, que operan a temperaturas relativamente altas, no se conocen materiales que impermeabilicen una estructura porosa contra carbonatos fundidos. En consecuencia, la tecnología usada para obtener una interfase de tres fases en los electrodos porosos de las MCFC es diferente a la usada en las PAFC.

En las MCFC, la interfase estable en los electrodos se consigue ajustando cuidadosamente la estructura de los poros de los electrodos y la matriz electrolítica ( $\text{LiAlO}_2$ ) con lo que las fuerzas capilares establecen un equilibrio dinámico en las diferentes estructuras porosas.

- Celdas de combustible de óxido sólido (**SOFC**): es la celda de combustible con el mayor periodo de desarrollo continuado, empezando a finales de los años 50, unos años antes que las AFC.

Como el electrolito es sólido, la celda admite configuraciones muy diversas, como la tubular, plana o monolítica. La construcción de la celda con cerámica sólida elimina los problemas de corrosión de las celdas de electrolito líquido, y tiene la ventaja de impedir el paso directo del gas de un electrodo a otro.

La ausencia de líquido también elimina el problema de movimiento o inundación del electrolito en los electrodos. La cinética de la celda es rápida, y el CO es un combustible que se puede utilizar directamente al igual que en las MCFC.

A la temperatura de operación actual de la SOFC ( $1000^\circ\text{C}$ ), el combustible se puede reformar dentro de la celda. La temperatura de una SOFC es significativamente más alta que la de una MCFC. Sin embargo, se necesita algo del calor residual de la SOFC para precalentamiento del aire de entrada.

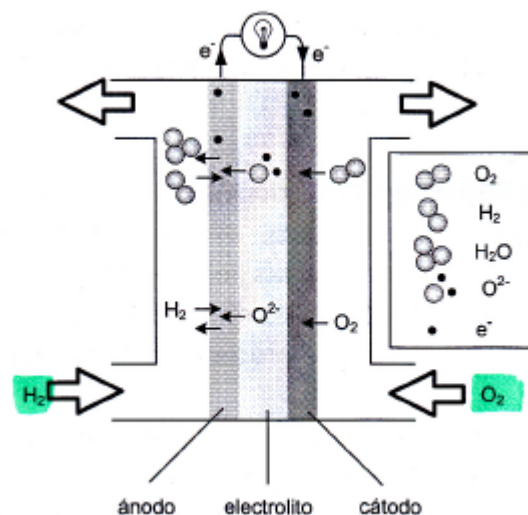


Figura A.2.30. Pila SOFC

La alta temperatura de la SOFC tiene sus inconvenientes. Hay desajustes de expansión térmica entre los materiales y la estanqueidad entre celdas es difícil en las configuraciones de placas planas. Hay también restricciones en la selección de los materiales. La SOFC también tiene una alta resistividad eléctrica en el electrolito, por lo que tiene una tensión e salida unos 100 mV menos que la MCFC.

El electrolito en esta celda es un sólido, óxido metálico no poroso, usualmente  $\text{ZrO}_2$  estabilizado con  $\text{Y}_2\text{O}_3$ . La celda opera a  $650^\circ\text{C}$  —  $1000^\circ\text{C}$ , donde tiene lugar la conducción iónica por iones oxígeno. Típicamente, el ánodo es un cermet (materiales compuestos formados por mezclas de materiales cerámicos y metálicos; están diseñados para combinar la resistencia a altas temperaturas y a la abrasión de los cerámicos con la maleabilidad de los metales)  $\text{Co-ZrO}_2$  o  $\text{Ni-ZrO}_2$ , el cátodo es  $\text{LaMnO}_3$  dopado con Sr.

En una SOFC, no hay un electrolito líquido presente que sea susceptible de moverse en la estructura del electrodo poroso y por tanto la inundación del electrodo no es un problema. En consecuencia, la interfase de tres fases necesaria para una reacción electroquímica eficiente implica dos fases sólidas (electrolito sólido/electrodo) y una fase gas. Un requisito crítico para los electrodos porosos del SOFC es que sean suficientemente finos y porosos para proporcionar una extensa región interfacial electrodo/electrolito para la reacción electroquímica.

#### A.2.6.8. Análisis comparativo de las distintas tecnologías de pilas

En las celdas de combustible de baja temperatura (PEFC, AFC, PAFC), los mejores portadores de carga en el electrolito son los protones o los iones hidroxilo, mientras que en las celdas de alta temperatura, MCFC y SOFC, los iones carbonato y los iones oxígeno son los portadores de carga, respectivamente.

En la siguiente tabla se muestran las principales diferencias entre las diversas celdas. La AFC no está incluida en esta tabla, por estar en desuso.

	PEFC	PAFC	MCFC	SOFC
Electrolito	Membrana de intercambio iónico	Ácido fosfórico líquido inmovilizado	Carbonato fundido líquido	Cerámica
Temperatura operación	$80^\circ\text{C}$	$205^\circ\text{C}$	$650^\circ\text{C}$	$800^\circ\text{C}$ - $1000^\circ\text{C}$
Portador de carga	$\text{H}^+$	$\text{H}^+$	$\text{CO}$	$\text{O}^-$
Ref externo para $\text{CH}_4$	SI	SI	NO	NO
Componentes primarios	Base-Carbono	Base-Carbono	Acero inoxidable	Cerámica
Catalizador	Platino	Platino	Niquel	Perovskitas
Gestión del agua producida	Vaporización	Vaporización	Producto Gaseoso	Producto gaseoso
Aplicación del calor producido	Gas de proceso + medio refrigerador independiente	Gas de proceso + medio refrigerador independiente	Reformado interno + gas de proceso	Reformado interno + gas de proceso

Tabla 2.X. Resumen tecnologías de pilas de combustible

Incluso aunque el electrolito se ha convertido en el medio predominante para especificar una celda, otra importante distinción es el método usado para producir hidrógeno para la reacción de la celda. El hidrógeno se puede obtener por reformado del gas natural y vapor en presencia de un catalizador a partir de una temperatura de  $-760^{\circ}\text{C}$ ; la reacción es endotérmica. Las temperaturas de operación de la MCFC y SOFC son suficientemente altas para que el proceso de reformado pueda producirse dentro de la celda, proceso denominado reformado interno.

Se podría concluir que cada tecnología de celda de combustible considerada tiene regímenes de operación significativamente diferentes, por lo que difieren sus materiales de construcción, técnicas de fabricación, y requisitos de sistema. Estas distinciones dan como resultado ventajas e inconvenientes que gobiernan el potencial de las diversas celdas usadas para las diferentes aplicaciones.

#### **A.2.6.9. Estructura básica de una pila de combustible**

Al igual que las baterías, las celdas de combustible individuales deben concatenarse para producir niveles apreciables de tensión, y por ello se unen interconectándolas.

Las pilas suelen tener una zona central, que se conoce con el nombre de MEA, y que es la zona en la que se encuentra la membrana y los electrodos. Es la zona en la que se producen las reacciones electroquímicas. El electrolito usado determina las características de esta parte: sólido en pilas PEM o SOFC y líquido en pilas AFC, PAFC o MCFC. Para las pilas PEM, la membrana ha de estar humedecida. En el caso de las AFC y PAFC, el electrolito líquido suele retenerse en una matriz sólida, para permitir su montaje.

El electrodo consiste en un catalizador soportado sobre algún material de base que conduzca la electricidad y sea poroso para que los reactantes pasen a través y se difundan. En las pilas PEM, por ejemplo, se trata de tejidos o papel carbonoso (el grafito es muy buen conductor). A veces el catalizador está soportado directamente sobre la membrana.

Los electrodos porosos son necesarios para proporcionar puntos activos en la superficie, donde tengan lugar las reacciones de ionización o deionización gas/líquido; conducir los iones fuera o dentro de la interfase de tres fases una vez se hayan formado (por lo que un electrodo debe estar fabricado de materiales que tengan una buena conductividad eléctrica); proporcionar una barrera física que separe la fase gas y el electrolito.

Así, para incrementar la velocidad de las reacciones, el material del electrodo debe ser tan buen catalizador como conductor, poroso antes que sólido. La función catalítica de los electrodos es más importante en celdas de combustible de baja temperatura y menos en las celdas de combustible de alta temperatura, porque la velocidad de las



reacciones de ionización aumenta con la temperatura. También es un corolario que los electrodos porosos deben ser permeables para electrolito y gases, pero no tanto como para que el material pueda ser fácilmente "inundado" por el electrolito, o "secado" por los gases.

Las capas difusoras, usadas en las pilas PEM, o Gas Diffusion Layer, son asimismo tejidos o papel en base a grafito, aunque impregnadas con sustancias hidrófobas como el teflón, para evitar la inundación de agua que impediría el paso de los reactantes.

Se emplean placas bipolares para separar los gases entre una celda y la contigua, y al tiempo conectar eléctricamente en serie las celdas, de manera que los voltajes individuales se sumen y pasando la misma intensidad de corriente. Estas placas también tienen la función de distribuir los gases reactantes y de evacuar el agua producida, de manera que presentan canales labrados. Asimismo, dotan de rigidez a la pila.

La concatenación de esta estructura básica de celda forma la pila, que puede incorporar celdas adicionales para refrigeración (por circuito de agua), y las placas finales, más voluminosas, para conferir rigidez al conjunto.

Los componentes de las pilas de alta temperatura, al estar sometidos a unas condiciones muy diferentes de las pilas de baja temperatura, pueden tener un aspecto muy diferente. Por ejemplo, las pilas SOFC suelen construirse con geometrías cilíndricas, circulando el aire por el interior y el combustible por el exterior. La geometría cilíndrica, frente a la planar apilada, tiene la ventaja de reducir las tensiones por dilatación a alta temperatura.

Además de los componentes que componen el apilamiento de las celdas, o stack, se requieren de numerosos otros componentes y subsistemas. Así, una pila PEM necesita un sistema de suministro de aire (filtros, compresor o soplante, humidificador), un sistema de suministro de combustible (válvulas, reguladores de presión), un sistema de refrigeración (radiador, bombas, soplantes), un sistema de condensación de agua a la salida del aire húmedo, convertidores DC/AC o viceversa, un sistema de control del proceso etc.

## A.2.7. EQUIPOS AUXILIARES

En general, en lo que se refiere a tuberías y demás equipos para el transporte de hidrógeno puro, no existen diferencias respecto a cualquier otro gas inflamable excepto que es más probable que se produzcan escapes. El diseño, la instalación y las inspecciones son muy importantes.

### **A.2.7.1. Válvulas**

Las válvulas se pueden clasificar según su función:

- Válvulas de aislamiento y válvulas de aislamiento de emergencia.
- Válvulas de control y válvulas y reguladores de reducción de presión.
- Válvulas de alivio de seguridad.
- Válvulas de ventilación manual y válvulas de desagüe.
- Válvulas de flujo de exceso (EFV).
- Válvulas de comprobación (válvulas de no retorno).

Existen distintos tipos de válvulas, entre las que se encuentran:

- Válvulas de pelota y válvulas de enchufe: pueden ser usadas como válvulas de control en ciertas circunstancias aunque sus características de control sean generalmente menos exactas que válvulas de globo o de mariposa.
- Válvulas de mariposa: pueden ser usadas como válvulas de control cuando la caída de presión a través de ella no es muy grande.
- Válvulas de compuerta: típicamente son utilizadas para bloquear flujos.
- Válvulas de globo: son usadas en aplicaciones de control debido a sus precisas características. El gas que fluye a través de una válvula de globo es obligado a cambiar de dirección, lo que hace precisas sus características, pero la hace susceptible a la erosión y abrasión.
- Válvulas de alivio de presión: están diseñadas para aliviar la sobrepresión.
- Válvulas de comprobación (válvulas de no retorno): son específicamente diseñadas para permitir el paso de flujo en una dirección e interrumpirlo en la contraria.

### **A.2.7.2. Sensores de hidrógeno**

Un sensor es un dispositivo que responde a un estímulo, como el calor, la luz la presión, y produce una señal que se puede medir o interpretar. La finalidad es detectar fugas y medir concentraciones. Para escoger bien un sensor, ha de tenerse en cuenta:

- Tipo de gas y rango de concentración.
- Fijo o portable.

- Entorno (humedad, temperatura, presión, velocidad del gas, venenos químicos y/o especies que interfieran): los rangos de temperatura, presión y humedad de los productos comerciales son generalmente para uso en interiores.
- Consumo, tiempo de respuesta, intervalo de mantenimiento.
- Las tres S de la detección de gases son muy importantes a la hora de elegir un sensor: alta sensibilidad, alta selectividad y alta Estabilidad.

Otros aspectos que se han de tener en cuenta:

- Sistema de integración simple.
- Bajo consumo de energía.
- Bajo ruido.
- Larga vida útil / intervalo de calibración prolongado.
- Respuesta/recuperación rápida.
- Seguridad inherente.
- Bajo coste.

### **A.2.7.3. Reguladores de presión**

La función primaria de un regulador de presión es reducir la alta presión del gas en un cilindro o una línea de proceso a una presión más baja, para pasar el gas a otra parte del equipo. También pueden servir para mantener presión dentro de un sistema. Sin embargo, un regulador no es un dispositivo de control de flujo.

Hay cuatro tipos principales de reguladores de presión, según su aplicación o según el sistema en donde funciona mejor:

- Los reguladores de línea son típicamente reguladores de punto-de-empleo que sirven a tuberías de baja presión. También son usados en conjunción con los reguladores de cilindro de alta presión que limitan la presión de admisión de 250 a 400 psig.
- Los reguladores de uso general son diseñados para la economía y la longevidad. Se recomiendan para plantas no corrosivas, plantas piloto y usos de tienda de mantenimiento.
- Los reguladores de alta pureza son diseñados y contruidos para proporcionar resistencia a la difusión y fácil limpieza.
- Reguladores de servicio especiales son contruidos expresamente para usos especiales que incluyen el oxígeno, el acetileno y el flúor.

#### A.2.7.4. Compresores

Los compresores son máquinas que aumentan la presión de un gas. Para sistemas de hidrógeno las presiones de servicio son altas, en la actualidad están entorno 200-350 bar, pudiendo llegar a 700 bar. Para estas presiones la tecnología de compresión que se usa son **compresores alternativos o de pistón**.

La característica principal de un compresor es el caudal que es capaz de suministrar que va condicionado por el salto de presión que el compresor suministra. Es decir, si el salto de presión que el compresor da es alto es capaz de dar menos caudal que cuando el salto de presión es menor.

Los compresores alternativos de embolo o de pistón son unos generadores ampliamente utilizados en la industria, debido a la amplia gama de caudales y presiones suministradas. Los compresores de pistón se clasifican principalmente en dos grandes grupos, de simple y doble efecto, dependiendo del número de caras empleadas del pistón. Por otro lado, también se clasifican como una y dos etapas dependiendo del número de emboladas realizadas para alcanzar la presión final.

- Compresores de una etapa: este tipo de compresores dispone de una simple etapa de compresión, es decir, alcanzan la presión final en una sola embolada del pistón. Son muy utilizados en aplicaciones donde el caudal es muy limitado y el servicio intermitente (en definitiva, pequeñas potencias). Tienen la gran desventaja de provocar elevadas temperaturas de salida del gas; por lo que suelen disponer de delgadas aletas exteriores para evacuar calor por radiación.
- Compresores de dos etapas: este tipo de compresores proporciona una presión final realizando dos emboladas de compresión. En el paso del gas de la primera a la segunda etapa, se realiza un proceso de enfriamiento. El funcionamiento de estos compresores es similar a los de una etapa, pero con dos cámaras de compresión. Ambos pistones son accionados por el eje común aplicado al motor.
- Compresores de membrana: los compresores de membrana, también conocidos con el nombre de compresores de diafragma, pertenecen al grupo de los compresores alternativos de pistón. El funcionamiento de los compresores de membrana es similar al de los compresores alternativos de una etapa, con la particularidad de que el pistón es solidario a una membrana elástica (elemento que entra en contacto con el gas) y que garantiza la estanqueidad del gas.

El gas de entrada no tiene contacto con ningún mecanismo interno del compresor, por lo que su vida aumenta notablemente. Al mismo tiempo, el gas no contiene trazas de aceite quemado, lo que garantiza una corriente de hidrógeno gas sin impurezas.

Este tipo de compresores junto con los de pistón seco son los idóneos para los sistemas de hidrógeno, debido a que en las aplicaciones de pila de combustible e industria química la pureza del hidrógeno debe ser elevada.

- Compresores de pistón seco: los compresores de pistón seco (no emplean aceites para lubricar la camisa del pistón sino segmentos y sellos de grafito) han sido diseñados para tener un bajo mantenimiento y permiten hacer una compresión libre de lubricantes de gases no corrosivos, libres de partículas sólidas como son el hidrógeno, helio, argón, nitrógeno, dióxido de carbono y etileno.

Este tipo de compresores son utilizados para altos caudales y altas presiones de entrada ( $> 30$  bar) y su mantenimiento es caro debido a la degradación de los sellos de grafito, por lo que su uso se reduce a ciertas aplicaciones de hidrogeneras.

#### **A.2.7.5. Otros elementos**

- Tamices y filtros: su instalación está recomendada para evitar la contaminación, particularmente aguas arriba de los sistemas de control de presión y de medida
- Medidores de flujo: la selección de tipo de medidor de flujo normalmente está basada en las exigencias de exactitud para el flujo de gas requerido.
- Discos de ruptura: se prefieren válvulas de alivio de presión a los discos de ruptura, ya que los discos de ruptura son más propensos a los fallos prematuros y una vez que actúan no son de cerrado automático. Lo que significa que es más probable tener una liberación accidental de hidrógeno y que la liberación será grande y seguirá hasta que la fuente de hidrógeno sea bloqueada.
- Uniones aislantes: son esencialmente dos pedazos de tubo separado por un material con una alta constante dieléctrica para eléctricamente aislar dos sistemas o artículos. Normalmente son usados para separar zonas separadas de posible corrosión.
- Conexiones flexibles (mangueras, extensiones, etc.): cuando la tubería y el equipo se calientan se produce la expansión del sistema cambiando su forma por lo que habrá que acomodar ahora el material a uno más largo. Una conexión flexible es un dispositivo para tener este crecimiento en cuenta.

## A.3. H.O.G.A. Y ALGORITMOS GENÉTICOS

### A.3.1. DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE

HOGA es un programa desarrollado en C++ para optimización de Sistemas Híbridos de Energías Renovables para la generación de energía eléctrica (tanto alterna como continua) y/o hidrógeno. Por optimización se entiende la minimización de los costes totales del sistema a lo largo de su vida útil, trasladados o actualizados al momento inicial de la inversión (Valor Actual Neto, VAN).

Realmente el VAN indica la rentabilidad de una inversión, y es la suma de los distintos ingresos menos los gastos trasladados al inicio de la inversión; cuanto mayor es el VAN, mejor es la inversión.

No obstante, empleando HOGA, los flujos de caja suelen ser todos gastos (costes de adquisición, de reposición, de mantenimiento, de gasoil, etc.) y no suele haber ingresos (salvo que se venda energía a la red o hidrógeno sobrante), con lo que lo que, desde un punto de vista purista, se debería hablar de Coste Actual Neto (CAN), por lo que a menor "VAN", mejor será la inversión.

La optimización es por tanto económica. Es posible también realizar optimizaciones multi-objetivo, en la que no sólo se busca la minimización de costes, sino también la minimización de otra variable (las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalentes o la Energía No Servida).

Dado que ambos objetivos (el coste y las emisiones o la energía no servida) son contradictorios (contaminar menos exige desplazar la producción de energía hacia fuentes renovables, generalmente más caras, sobre todo en cuanto a inversión inicial), cuando el sistema realiza la optimización multi-objetivo no llega a una única solución, sino que da un amplio abanico de soluciones, unas con mejor comportamiento en cuanto a emisiones o energía no servida, otras con mejor comportamiento en cuanto a costes.

HOGA obtiene la configuración óptima de paneles fotovoltaicos, baterías, grupo electrógeno, pila de combustible, electrolizador e inversor que minimiza los costes totales del sistema a lo largo de su vida útil. En el caso de la optimización multi-objetivo, busca soluciones tanto con VAN bajo como con bajas emisiones.

El programa también permite la opción de vender el hidrógeno sobrante del tanque así como la energía eléctrica sobrante a la red AC (también permite comprar de la red AC la energía no servida por el sistema híbrido). En esos casos, se contabilizan los ingresos por ventas como valores negativos, ya que deben restarse a los gastos de adquisición de componentes, reposición, mantenimiento, etc. Puede darse el caso en que los ingresos



por venta de energía sean superiores a los gastos de la instalación, con lo que el “VAN” salga negativo. Esto simplemente quiere decir que la instalación tendrá beneficios netos (ya que valores positivos eran gastos, es decir, costes), y cuanto más negativo sea el “VAN” más rentable será la instalación. No obstante, en todos los casos considerados en este proyecto no se ha contemplado la venta de energía eléctrica.

Por otro lado, el programa obtiene, para cada configuración de componentes, la estrategia de control (se darán detalles adicionales en el siguiente apartado) más adecuada para minimizar los costes.

Para cada una de estas tareas (determinación de componentes y de la estrategia de control) emplea dos algoritmos diferenciados que se denominan primario y secundario respectivamente. Así, para cada posible solución obtenida a partir de ambos algoritmos, puede calcularse el coste total trasladado al momento inicial de la instalación que incluye:

- Los costes iniciales de adquisición
- El coste del combustible del grupo electrógeno
- El coste del combustible de la pila si no es generado por un electrolizador.
- Los costes de operación y mantenimiento
- Los costes de reposición de los elementos cuya vida es inferior al periodo de estudio (que suele ser 25 o 30 años, y suele coincidir con la vida típica de los paneles fotovoltaicos).
- Los ingresos por venta de energía eléctrica y hidrógeno sobrante

Los ingresos por venta de los distintos componentes (si todavía les queda vida residual) al terminar el período de estudio o vida útil de la instalación se suponen proporcionales a la vida restante.

También se obtienen las emisiones totales de CO<sub>2</sub>, incluyendo las derivadas de la combustión del combustible del grupo electrógeno, así como las generadas en la fabricación de los componentes, y las generadas en la energía eléctrica comprada a la red, en su caso.

### A.3.2. INTRODUCCIÓN A LOS ALGORITMOS GENÉTICOS

Los algoritmos genéticos simulan, en un ordenador, los fenómenos de reproducción, cruce, mutación y selección que se producen en la naturaleza (de ahí su nombre). Así, las posibles soluciones de un determinado problema, cuando se utilizan algoritmos genéticos, se consideran como “individuos” de una especie.

Cada individuo es una combinación determinada de las variables (“genes”) a optimizar (con el objetivo perseguido en este trabajo, las variables o “genes” son los componentes del sistema híbrido y las variables de la estrategia de control del sistema); serán números enteros (número de paneles fotovoltaicos, código del tipo de panel,...).

La estructura de las variables o genes que componen los individuos se denomina “genotipo”, mientras que cada combinación concreta de variables o genes del genotipo se denomina individuo o “fenotipo”.

La primera “generación” se compone de un número determinado de individuos al azar, que denominaremos “población”. Estos individuos se “reproducen” (es decir, se mezclan entre sí, teniendo más probabilidad de reproducirse los individuos mejores; los que hacen que el VAN sea menor). La reproducción genera nuevos individuos (“hijos”), que sustituyen a los “padres” peores, dando lugar a una nueva generación. Algunos individuos “mutan” (se modifica aleatoriamente el valor de alguna variable o gen). El proceso se va repitiendo, apareciendo nuevas generaciones, y obteniendo por tanto mejores soluciones a medida que el algoritmo avanza en su ejecución.

El algoritmo genético utilizado por HOGA se divide en dos algoritmos genéticos, uno principal y otro secundario.

- El algoritmo principal obtiene la configuración óptima de componentes que minimiza los costes totales del sistema, las emisiones de CO<sub>2</sub> ó la energía no servida. El genotipo del algoritmo principal consta de 11 genes (longitud de la cadena), todos ellos números enteros:
  - Número de Paneles Fotovoltaicos en paralelo
  - Tipo de Panel Fotovoltaico
  - Número de Aerogeneradores en paralelo
  - Tipo de Aerogenerador
  - Tipo de Turbina Hidráulica
  - Tipo de Pila de Combustible
  - Tipo de Electrolizador
  - Número de Baterías en paralelo

- Tipo de Batería
- Tipo de Inversor
- Tipo de Generador AC

Los tipos de cada elemento se codifican con un número entero (por ejemplo, panel fotovoltaico 0, panel fotovoltaico 1, panel fotovoltaico 2,...), en función del número de elementos introducidos en la base de datos (de ahí la importancia de racionalizar el número de referencias a considerar para cada componente). El número de paneles fotovoltaicos en serie y baterías en serie no son variables optimizables, ya que son fijos y depende de la tensión elegida para la red de corriente continua, así como de la tensión del panel y de la batería.

El inversor puede ser optimizable o fijo, dependiendo de lo que elija el usuario. Respecto al resto de elementos (depósito de H<sub>2</sub>, cargador de baterías, regulador de carga), se dimensionan a partir de los demás y de las variables de control, es decir, dependen del resto de variables.

- El algoritmo secundario obtiene, para cada configuración de componentes que proporciona el algoritmo principal, la estrategia de control (combinación de variables de control) más adecuada para minimizar los costes. El genotipo del algoritmo secundario consta de 12 genes, todos ellos variables de control del sistema y números enteros (ver apartado 2.4.4 para detalles adicionales sobre el significado de estas variables).

- $P_{\text{límite\_Carga}}$
- $P_{1\text{gen}}$
- $P_{1\text{pila}}$
- $P_2$
- $P_{\text{min\_gen}}$
- $P_{\text{min\_pila}}$
- $\text{SOC}_{\text{min}}$
- $P_{\text{crítica\_gen}}$
- $P_{\text{crítica\_pila}}$
- $\text{SOC}_{\text{stp\_gen}}$
- $\text{SOC}_{\text{stp\_pila}}$
- $\text{H2TANK}_{\text{stp}}$

Si el número posible de combinaciones de componentes es muy elevado, puede ser interesante no optimizar la estrategia de control, es decir, deseleccionar todas o muchas de las variables de control, para que no intervengan en la optimización. De esa forma, la optimización de los componentes (que tienen mucho más efecto en el coste total que la estrategia) se realizará más fácilmente, en un tiempo razonable.

En la simulación, y en relación con los algoritmos genéticos, se debe fijar el número de generaciones, la población, la tasa de mutación, la tasa de cruce, y si la mutación de los números enteros es uniforme o no lo es.

La mutación uniforme implica que cuando un gen o variable muta, se sustituye por cualquier valor al azar. Por el contrario, si la mutación es no uniforme, cuando un gen muta se sustituye por un valor al azar, pero con más probabilidades de ser un valor cercano al original.

Cuanto mayor sea la población, más representativas serán las soluciones obtenidas, y más fácilmente se encontrará la solución óptima. Asimismo, cuanto mayor sea el número de generaciones también es más fácil que el algoritmo se acerque a la solución óptima. No obstante, cuanto mayores sean ambos valores más tiempo durará la simulación (el tiempo es proporcional al número de generaciones y a la población, tanto del algoritmo principal como del secundario).

Seleccionar adecuadamente los valores de estos parámetros es crucial en lo que respecta al tiempo de simulación. HOGA permite una opción a la inversa: se puede indicar cuál es el máximo tiempo a emplear en la simulación, y seleccionará los parámetros de manera automática. Evidentemente, cuanto más tiempo se ejecute la simulación, más se optimiza la solución.

En general es mejor emplear una población mayor que el número de generaciones. Si la población es muy pequeña, es probable que no se encuentren combinaciones cercanas al óptimo, y aunque pasen las generaciones es difícil que con la reproducción o la mutación nos acerquemos al óptimo.

Es posible establecer un criterio de parada en el algoritmo principal, a fin de reducir el tiempo de simulación. Una vez que el algoritmo genético lleva un determinado número de generaciones, si cada cierto número de generaciones no mejora los objetivos (VAN y CO<sub>2</sub>) en un determinado porcentaje, el algoritmo se detendrán, entendiendo que ya ha alcanzado una solución óptima.

Para el caso del algoritmo principal, estos valores deben depender de la variabilidad de componentes y del número máximo de paneles y baterías permitidos. Si hay mucha variedad posible de componentes, debería haber una población grande. Para el caso del algoritmo secundario, depende de las variables de control a optimizar. Si son muchas, la población deberá ser grande.

También depende de la precisión en la optimización de las variables. Si la precisión es elevada implica que habrá muchos valores para cada variable (por ejemplo, si en la precisión se fija el valor 50, implica que las variables tomarán valores discretos en

escalones del 2%, es decir, que habrá 50 valores posibles para cada variable), y por tanto será necesaria una mayor población.

Tanto para el algoritmo principal como para el secundario, suele ser suficiente con un número de generaciones superior a 15 (deseablemente, 20). La población deberá ser superior al 0,003% del número de combinaciones posibles.

La tasa de mutación suele ser del orden del 0,5 al 1%, recomendándose el 1%. La tasa de reproducción o de cruce suele estar en torno al 70-90%, recomendándose el 90%.

El número de casos a evaluar depende de todos los parámetros anteriormente indicados. Así, el número de combinaciones del algoritmo principal viene dado por:

$$\left[ \text{Población} + (\text{Generaciones} - 1) \cdot \text{Población} \cdot \left( \frac{\text{Tasa de cruce}}{100} + \frac{\text{Tasa mutación} \cdot \text{longitud cadena}}{100} \right) \right] \cdot \text{N}^{\circ} \text{alg. secundario}$$

El número de combinaciones del algoritmo secundario sería:

$$\text{Población} + (\text{Generaciones} - 1) \cdot \text{Población} \cdot \left( \frac{\text{Tasa de cruce}}{100} + \frac{\text{Tasa mutación} \cdot \text{longitud cadena}}{100} \right)$$

Para el método de fuerza bruta, el número de combinaciones para la optimización de componentes posible sería:

$$\left( \text{N}^{\circ} \text{tipos}_{\text{pan.}} \right) \cdot \left[ \left( 1 + \left( \text{N}^{\circ}_{\text{máx. pan.}} - \text{N}^{\circ}_{\text{mín. pan.}} \right) \right) \cdot \left( 1 + \left( \text{N}^{\circ}_{\text{máx. bat.}} - \text{N}^{\circ}_{\text{mín. bat.}} \right) \right) \right] \cdot \left( \text{N}^{\circ} \text{tipos}_{\text{electroliz.}} \right) \cdot \left( \text{N}^{\circ} \text{tipos}_{\text{pilas}} \right) \cdot \left( \text{N}^{\circ} \text{tipos}_{\text{gr. electróg.}} \right) \cdot \text{N}^{\circ} \text{alg. secundario}$$

Para la optimización de la estrategia:

$$\text{N}^{\circ} \text{ variables a optimizar} \cdot (\text{Precisión variables} + 1)$$

### A.3.3. DESCRIPCIÓN GENÉRICA DEL PROCESO DE SIMULACIÓN

Para cada combinación de componentes y variables de control se simula el sistema durante un año completo, suponiendo que todos los años de la vida útil del sistema serán iguales. Es decir, los resultados que se obtienen en la simulación para un año se supone que son iguales para el resto de los años de la vida útil de la instalación.

Durante ese año, en intervalos de 1 h, se obtienen todas las variables para definir el comportamiento del sistema, partiendo de las características de los elementos que componen el sistema, de las variables de control, de los datos de demanda energética y de los datos climatológicos. El programa considera que en cada intervalo de una hora las distintas variables del sistema permanecen constantes.

En el caso más general, con todos los componentes del sistema presentes, cada hora del año deben estimarse las siguientes variables:

- Energía generada por las fuentes renovables, que depende de la irradiación solar, el viento y el caudal hidráulico en esa hora,
- Energía eléctrica consumida por la cargas (tanto en alterna como en continua)
- Consumo de hidrógeno, que depende de la cargas previstas para esa hora,
- Estado de Carga de las Baterías
- Cantidad de  $H_2$  disponible en el depósito.

A la hora de calcular alguno de los parámetros anteriores, el programa permite emplear distintos modelos:

- La irradiación solar horaria se puede calcular a partir de los datos mensuales mediante modelos que implementan variabilidad estadística, o mediante otros modelos que emplean correlaciones.
- El estado de carga de las baterías, así como la intensidad máxima admisible por ellas pueden calcularse según dos modelos, a elegir por el usuario: Modelo Ah o el Modelo KiBaM.
- El cálculo de la vida estimada de las baterías es muy importante, puesto que influye en los costes de reposición de éstas y por tanto en el coste total del sistema. Se puede elegir entre el método simplificado de los Ciclos Equivalentes o el método del Conteo de Ciclos o Rainflow.

Una vez calculado el sistema durante todas las horas de un año, se conocen los distintos parámetros que van a determinar el VAN del sistema a lo largo de su vida útil:

- Consumo de combustible
- Energía ciclada por las baterías
- Horas de funcionamiento de los distintos componentes
- Generación de  $CO_2$  etc.

Con esos datos, se puede calcular el coste anual de los combustibles, el coste de operación y mantenimiento, además del coste inicial de adquisición de los elementos. También puede saberse cuánto tiempo tardará cada elemento en necesitar reemplazarse. Finalmente, actualizando o trasladando todos esos costes al momento inicial de la inversión, se obtiene el VAN del sistema, y se ve por tanto lo adecuada que es esa combinación de elementos y variables de control.



Si las diferencias entre los números máximos y mínimos de baterías y paneles en paralelo son elevadas hacen que haya muchas posibles combinaciones de “tamaños” de generadores fotovoltaicos y bancos de baterías. Valores muy bajos de los números máximos pueden hacer que no se llegue a cubrir la demanda de energía. Como ya se ha indicado, este valor puede ser extremadamente alto y por tanto inviable, en el caso de que haya muchas variables a optimizar.

### A.3.4. ESTRATEGIA DE CONTROL

Existen un total de 12 variables de control, ya enumeradas en el apartado 2.3.2. Tras ejecutar la simulación y una vez estimados los valores de todas las variables para cada hora, el control del sistema sigue unos condicionantes intentando minimizar tanto costes como emisiones de CO<sub>2</sub>.

Como premisa fundamental de control, la energía producida por las fuentes renovables (fotovoltaica), por ser gratuita (una vez adquiridos los componentes), se utilizará prioritariamente para alimentar a las cargas. Además, cada fuente, renovable o no, tendrá prioridad en alimentar las cargas de su lado de tensión (DC o AC). El consumo externo de H<sub>2</sub> será suministrado en primera instancia por el depósito de H<sub>2</sub>. Si éste no es capaz de suministrar todo el necesitado, se recurrirá al electrolizador.

- Si las fuentes renovables producen más energía que la que necesita el consumo, la energía restante ( $P_{\text{carga}}$ ) se invertirá o bien en cargar las baterías o bien en generar H<sub>2</sub> en el electrolizador. La elección de dónde se invertirá la energía sobrante depende de los costes de “ciclado” (carga/descarga) de la energía en las baterías y en el electrolizador.

El coste del ciclado en un elemento acumulador de energía (baterías o electrolizador) es el coste total de almacenar energía en el elemento, para posteriormente cederla al sistema cuando se necesite. Incluye los costes de operación y mantenimiento y los costes proporcionales de desgaste y posterior reposición. En las baterías el coste de ciclado es aproximadamente proporcional a la potencia, mientras que en el caso del electrolizador es aproximadamente constante (ver figura 2.1).

El punto de corte de ambas rectas ( $P_{\text{límite\_carga}}$ ) será la referencia para comparar con la potencia que sobra en el sistema en un determinado momento. Si la potencia sobrante es inferior, será más barato utilizarla en cargar las baterías, mientras que si es superior será más económico generar H<sub>2</sub> en el electrolizador.

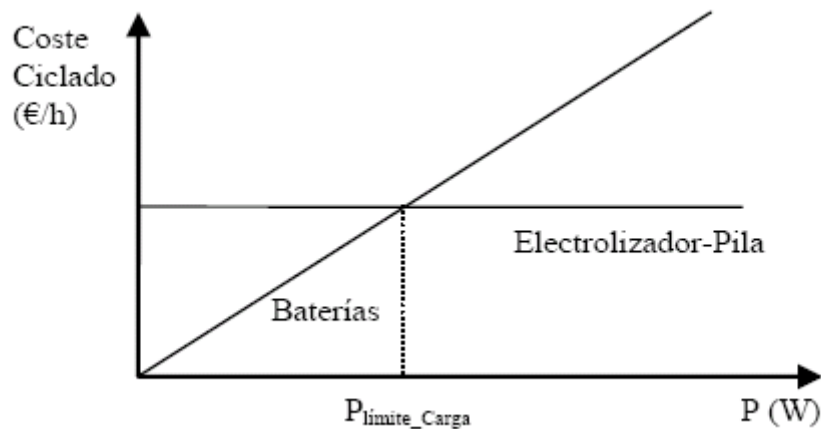


Figura A.3.1. Costes del proceso de carga de baterías/generación  $H_2$

La estrategia de carga será, por tanto:

- Para  $P_{\text{carga}} \leq P_{\text{limite\_Carga}}$  se priorizará la carga de baterías (más barato), y si aún así sobre energía, se generará  $H_2$  en el electrolizador.
  - Para  $P_{\text{carga}} > P_{\text{limite\_Carga}}$  se priorizará la generación de  $H_2$ , empleando el excedente en la carga de baterías.
- Si, por el contrario, las fuentes renovables no son capaces de proporcionar toda la energía que requiere la instalación, la energía que falta por cubrir ( $P_{\text{descarga}}$ ) la deberán suministrar:
    - Las baterías
    - El grupo electrógeno
    - La pila de combustible

HOGA calcula para cada uno de los elementos (baterías, generador AC y pila de combustible) el coste de suministrar energía, que depende de los costes de operación y mantenimiento, de los costes de reposición del elemento, de su vida útil, del precio del combustible (caso del generador AC), etc. En la figura siguiente se muestra un ejemplo de los costes asociados al suministro de energía de los distintos elementos, en función de la potencia.

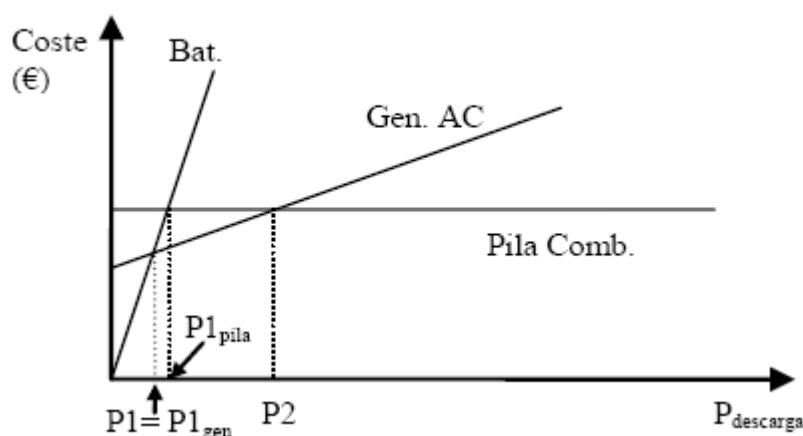


Figura A.3.2. Ejemplo costes suministro de energía

Los puntos en los que el coste de descargar las baterías se iguala al coste de emplear el grupo electrógeno o la pila de combustible se denominarán  $P_{1pila}$  y  $P_{1gen}$ ; el menor de ellos se denominará  $P_1$ . El corte de la recta de costes del generador con la de la pila de combustible se corresponde a una potencia  $P_2$ . De este modo, la estrategia óptima para la descarga será:

- $P_{descarga} < P_1$ , interesa suministrar la energía con las baterías. Si éstas no son capaces de suministrar toda la potencia necesaria, el resto lo proporcionará el grupo electrógeno, salvo que la potencia necesaria sea inferior a  $P_2$ , en cuyo caso, se emplearía la pila de combustible (más económica que el generador en ese rango de potencias).
- $P_2 > P_{descarga} > P_1$  lo más rentable es suministrar la energía con el generador. Si éste no es capaz de suministrar toda la potencia, el resto lo proporcionarán las baterías si la potencia necesaria es menor  $P_{1pila}$ , y en caso contrario lo proporcionará la pila de combustible.
- Para  $P_{descarga} > P_2$ , lo más conveniente es suministrar la energía con la pila de combustible, y la que pudiera faltar, la aportarán las baterías si es menor que  $P_{1gen}$ , y el grupo electrógeno en caso contrario.

Generalizando, la estrategia de descarga será:

- $P_{descarga} < P_1$ , la energía la suministrarán las baterías.
- $P_1 \leq P_{descarga} \leq P_2$ , la energía la proporcionará el elemento de menor  $P_1$  (generador o pila de combustible).
- $P_{descarga} > P_2$ , la energía la suministrará el elemento de mayor  $P_1$  (generador o pila de combustible).
- Una vez que se ha determinado el elemento que en primera instancia debe proporcionar la potencia necesaria, habrá que tener en cuenta que si dicho

elemento es incapaz de suministrar toda la  $P_{descarga}$ , el resto de potencia, la proporcionará el elemento de menor coste.

- Si el 2º elemento que debe proporcionar la potencia no es capaz de hacerlo, le seguirá el otro para dar el resto.

El cálculo de estas potencias  $P_{límite\_Carga}$ ,  $P_{1gen}$ ,  $P_{1pila}$ ,  $P_2$  no puede realizarse de forma exacta, ya que a priori no se dispone de algunos datos como por ejemplo la vida de las baterías, etc. Por tanto, aunque se intenten aproximar, los valores “óptimos” de estas variables no tienen por qué ser los aproximados por los cálculos. Los valores óptimos de cada una de las variables, que minimicen el VAN del sistema, se encontrarán gracias al algoritmo genético, que optimiza unos factores correctores para estas variables.

A continuación se definen el resto de las variables de la estrategia de control, mencionadas en el apartado 2.4.4:

- $P_{min\_gen}$  y  $P_{min\_pila}$  son las potencias mínimas de funcionamiento del generador y de la pila de combustible, respectivamente. Estos elementos suelen tener un valor mínimo de potencia por debajo del cual, por protecciones internas y debido al bajo rendimiento que dan, no funcionan. Hay que tener en cuenta que los grupos electrógenos tienen un consumo específico elevado a potencias bajas, por lo que suele resultar interesante emplear un valor superior al declarado por el fabricante y reducir así el VAN del sistema. Las pilas de combustible tienen un consumo específico más constante, aunque en algunos casos para potencias bajas también es más elevado.
- $SOC_{min}$  ( $SOC=State\ Of\ Charge$  o estado de carga) es el estado de carga mínimo permitido para las baterías. Es aconsejable emplear un valor ligeramente superior al declarado por el fabricante, que redunde en una mayor vida útil.
- $P_{crítica\_gen}$ ,  $P_{crítica\_pila}$ ,  $SOC_{stp\_gen}$ ,  $SOC_{stp\_pila}$  y  $H2TANK_{stp}$  son variables de control del generador AC y la pila.

Debido a que los grupos electrógenos tienen un elevado consumo específico para potencias bajas, puede resultar conveniente que cuando deban generar potencias bajas (por debajo de la potencia crítica,  $P_{crítica\_gen}$ ), en lugar de producir la potencia estrictamente necesaria para abastecer el consumo, den más potencia, y el resto se utilice en cargar las baterías hasta un determinado estado de carga llamado  $SOC_{stp\_gen}$ , así como en producir  $H_2$  en electrolizador hasta que el tanque llegue a un determinado nivel de carga ( $H2TANK_{stp}$ , en kg de  $H_2$ ).

El orden en que se utilice la potencia sobrante (cargar baterías hasta  $SOC_{stp\_gen}$  o generar  $H_2$  hasta  $H2TANK_{stp}$ ) dependerá del valor de la potencia sobrante. Si lo que sobra es inferior a  $P_{límite\_Carga}$ , primero se cargarán las baterías hasta  $SOC_{stp\_gen}$ , y si todavía sobra se generará  $H_2$  hasta  $H2TANK_{stp}$ . Si lo que sobra es superior a  $P_{límite\_Carga}$ , el orden será el inverso.

Lo mismo ocurre para el caso de la pila de combustible, y el párrafo anterior se podría reescribir cambiando  $P_{crítica\_gen}$  por  $P_{crítica\_pila}$  y  $SOC_{stp\_gen}$  por  $SOC_{stp\_pila}$ . No obstante, si la pila consume  $H_2$  del tanque (procedente de lo que produce el electrolizador), no tiene sentido que la pila consuma  $H_2$  del tanque para producir  $H_2$  en el electrolizador y almacenarlo en el mismo tanque, con lo que en este caso  $H2TANK_{stp}$  no tiene sentido.

La potencia a la que funcionará el generador cuando la potencia que le exijan las cargas sea menor que la crítica  $P_{crítica\_gen}$  será la mínima potencia tal que cumpla que se suministre la potencia que falta por cubrir de las cargas más la potencia necesaria para llevar a las baterías hasta  $SOC_{stp\_gen}$  más la potencia necesaria para que el electrolizador produzca  $H_2$  hasta que el tanque de  $H_2$  llegue a  $H2TANK_{stp}$ , sin que se pierda energía. Hay que tener en cuenta que habrá ocasiones en que la potencia mínima del generador AC superará el mínimo comentado, con lo que en ese caso se perderá energía.

## A.4. COMPONENTES. SELECCIÓN Y MODELIZACIÓN

### A.4.1. PANELES FOTOVOLTAICOS

El coste de los paneles fotovoltaicos puede suponer entre un **50 y un 60% del coste total** de una instalación de producción de energía de origen solar. Por lo tanto, el **precio del panel es un factor determinante**.

#### A.4.1.1. Situación del mercado actual a nivel mundial

El precio de los paneles fotovoltaicos (€/W) está experimentando un fuerte descenso en los últimos años, y particularmente, en los últimos meses. Esta reducción se debe principalmente a:

- La estrategia de mercado de los fabricantes asiáticos, que ofrecen tarifas muy competitivas (el conjunto de productores asiáticos ha aumentado significativamente su cuota de mercado en los últimos 3 años).
- Se ha producido un incremento significativo del número de paneles de alta potencia; en 2004, los paneles de alta potencia se encontraban típicamente en el rango 175-190 W. Actualmente, el rango de potencia se ha incrementado a 210-240 W. Estos paneles de mayor potencia y dimensiones implican una reducción de los costes de producción, y por tanto, de los precios que ve el usuario final.

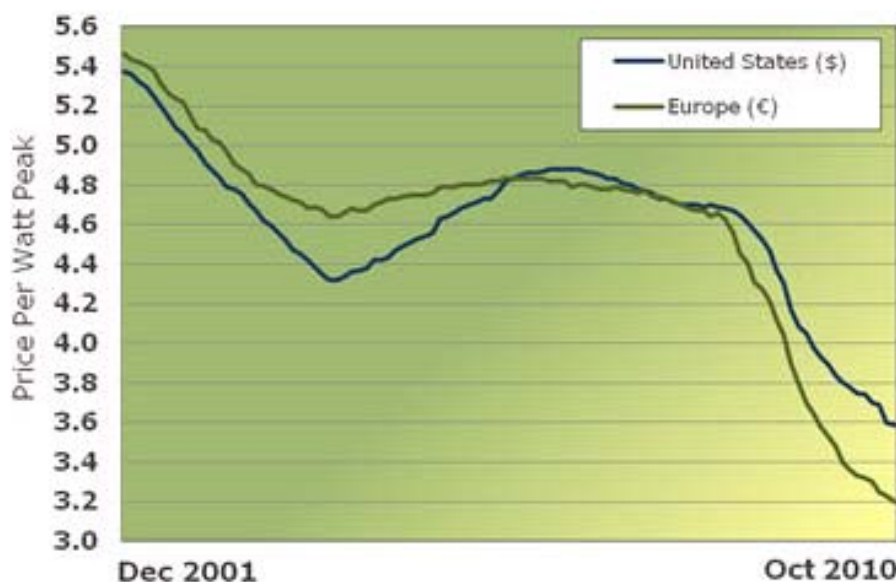


Figura A.4.1. Evolución precio por watio de paneles fotovoltaicos

Los fabricantes de paneles fotovoltaicos alcanzaron una nueva producción récord de 10.700 MW a nivel mundial en 2009, un impresionante aumento del 51% respecto al año anterior. Aunque no es comparable con la euforia que se produjo en el 2008 que llegó a ser del 89%, ha continuado el rápido crecimiento de una industria que alcanzó una producción acumulada en el 2004 de 1.000 MW. A finales de 2009 se habían instalado ya 23.000 MW en todo el mundo, en otras palabras suficiente cantidad de paneles solares fotovoltaicos como para alimentar 4,6 millones hogares. A mayor producción, menor coste por unidad, mayor desarrollo tecnológico etc.

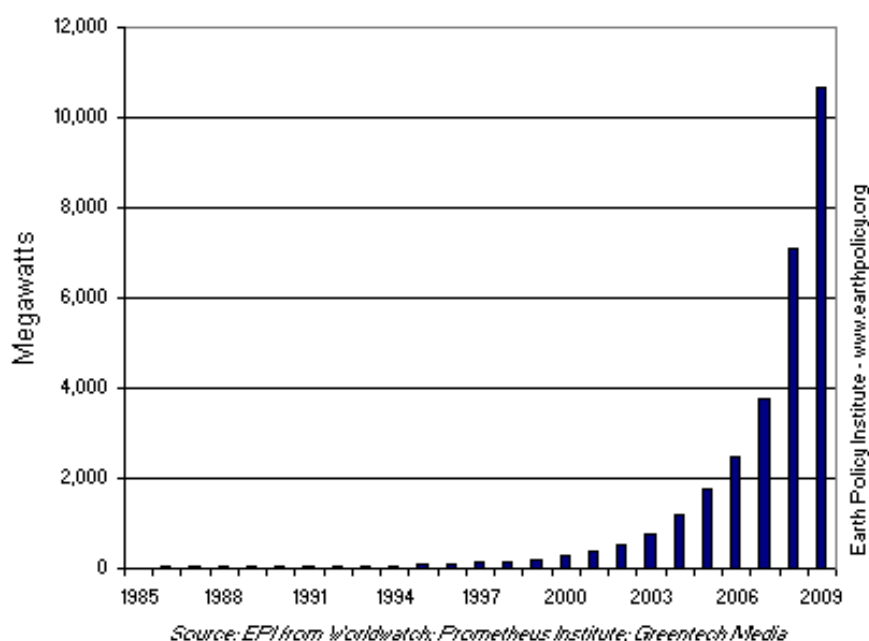


Figura A.4.2. Producción paneles fotovoltaicos

Las células de silicio cristalino representan más del 80% del mercado fotovoltaico anual. Pero, aunque la tecnología de capa fina es una tecnología relativamente nueva y algo menos eficiente, sin embargo está ganando terreno por ser más barata y potencialmente más adaptable en cuanto a aplicaciones.

De hecho, First Solar, una empresa de fabricación de módulos de capa fina con sede en Arizona, pero con la mayoría de su capacidad de producción en Malasia, fue el principal productor de fotovoltaica en 2009, contribuyendo aproximadamente en un 10 % de la producción mundial de energía fotovoltaica.

**China** produjo 3.800 MW de energía fotovoltaica en 2009, siendo el país líder por segundo año consecutivo. China junto con **Taiwán** (el tercer productor mundial) coparon el 49% de todos los módulos fotovoltaicos fabricados en el mundo, una situación que se incrementará, pues las empresas productoras allí son cada vez más



grandes y crecen más rápidamente que sus competidores instalados en países donde los costes de operación son más altos, logrando precios incomparablemente más bajos que el resto.

Alternándose entre los cinco mayores productores mundiales de fotovoltaica están **Japón** (segundo puesto), **Alemania** (cuarto) y **Estados Unidos** (quinto). Estos países, antaño líderes industriales, han visto perder cuota de mercado frente al ascenso de China y Taiwán. De hecho, Japón, que dominó el mercado mundial en 2004, en la actualidad sólo controla el 14%.

Y es que **China** ahora fabrica más de un tercio de las células fotovoltaicas del mundo, que exportan en un 95 % pues la mayoría de chinos no pueden darse todavía el lujo de emplear esta tecnología. Uno de los principales destinos de los paneles fotovoltaicos chinos es **Alemania**, líder mundial en usar esta modalidad de energía renovable. Sólo en el 2009 se instalaron en este país 3.800 MW de energía fotovoltaica lo que representa más de la mitad de los 7.200 MW de la producción mundial. Esta fabulosa inversión ha llevado a que en Alemania la capacidad de generación fotovoltaica ya sea de 9.800 MW, casi tres veces más que el país más próximo, en este caso, España. Sólo en el primer semestre de 2010, Alemania añadió otros 3.800 MW.

Para tener una idea de la magnitud de la inversión alemana destacamos que **Italia**, que ocupa el segundo lugar en fotovoltaica instalada en el 2009 sólo montó 730 MW, doblando su capacidad total instalada. Por su parte Japón y los Estados Unidos, que ocupan el tercero y cuarto puesto tanto en nuevas instalaciones como en el total de generación fotovoltaica, cada uno montaron cerca de 500 MW en 2009.

Las cifras anteriores tienen un relación directa, como es lógico, con el número de fabricantes existentes en cada país (a mayor número de fabricantes, es de esperar mayor producción, tecnología más madura y eficiente, menores costes etc.). En la siguiente tabla se muestra el número de fabricantes (con un volumen de ventas apreciable), para distintas tecnologías de célula fotovoltaica, en función de la zona geográfica.

La mayor concentración de fabricantes se encuentra en China, Alemania y Estados Unidos (aunque es cierto que, en el caso de paneles de silicio cristalino, hay otros países con un número de productores notable, como Italia, España, India etc.).



Célula	Zona	nº fabr.
Silicio cristalino	<b>Alemania</b>	<b>77</b>
	España	37
	Italia	47
	Otros (EU)	95
	<b>China</b>	<b>566</b>
	India	55
	Japón	14
	Otros (APAC)	83
	Canadá	10
	<b>EE.UU.</b>	<b>56</b>
	Otros (América)	6
	África	5
	Oriente medio	3
Película delgada (silicio amorfo, CdTe, CIS, CSG)	<b>Alemania</b>	<b>23</b>
	España	4
	Italia	4
	Otros (EU)	17
	<b>China</b>	<b>60</b>
	India	6
	Japón	8
	Otros (APAC)	10
	Canadá	5
	<b>EE.UU.</b>	<b>16</b>
	Otros (América)	3
	África	0
	Oriente medio	3

Tabla A.4.1. Distribución fabricantes módulos fotovoltaicos

A fecha de elaboración del presente documento, se han localizado más de 19.000 referencias comerciales de paneles fotovoltaicos, de más de 600 fabricantes, con potencias que oscilan entre 5 y 700 W. No obstante, la mayor parte de los paneles se encuentra en el rango 100-250 kWp. Del mismo modo, la mayor parte de estos paneles ya están descatalogados (aunque aún es posible conseguirlos en el mercado, en pequeñas cantidades).

A nivel Europeo, los principales fabricantes (en cuanto a volumen de ventas), ordenados de mayor a menor son:

- SolarWorld AG (Alemania)
- Solon AG (Alemania)
- Aleo Solar GmbH (Alemania)
- Schott Solar GmbH (Alemania)
- Isofoton (España)
- Solarwatt AG (Alemania)
- Scheuten Solar Holding B.V. (Holanda)
- Centrosolar AG (Alemania)
- Siliken Modules (España)

En China, los principales productores (también en orden) son

- Suntech Power
- Yingli Green Energy C
- Trina Solar
- Solarfun Power
- Canadian Solar
- Eging Photovoltaic
- Jiangsu Aide Solar Energy
- ET Solar

Es importante notar que, en 2009, Suntech Power vendió más paneles que los 4 principales fabricantes europeos juntos (con SolarWorld AG a la cabeza). Por otro lado, las ventas acumuladas de los tres primeros fabricantes chinos superan, con creces, las de los 10 primeros productores europeos juntos.

En la siguiente figura es muestra el reparto porcentual en distintos rangos de potencia, de todos los paneles localizados. Tal y como se puede apreciar, el 67% está en el rango comprendido entre 100 y 200 Wp.

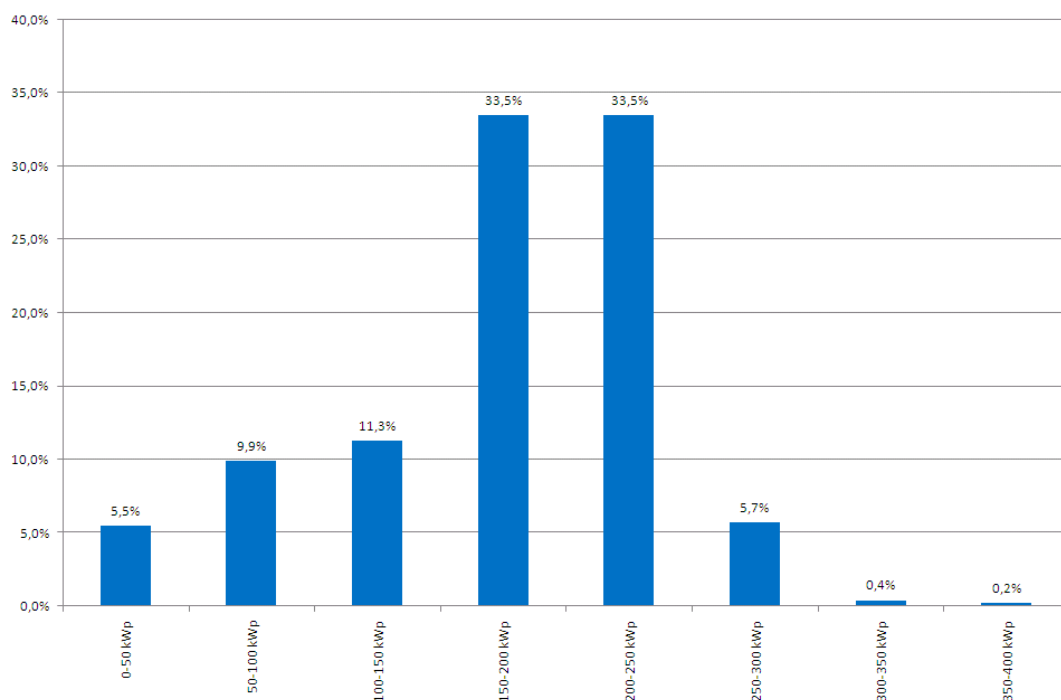


Figura A.4.3. Distribución global potencia paneles fotovoltaicos

Para eliminar los paneles obsoletos, de todos los seleccionados se han considerado aquellos fabricados a partir de 2009.

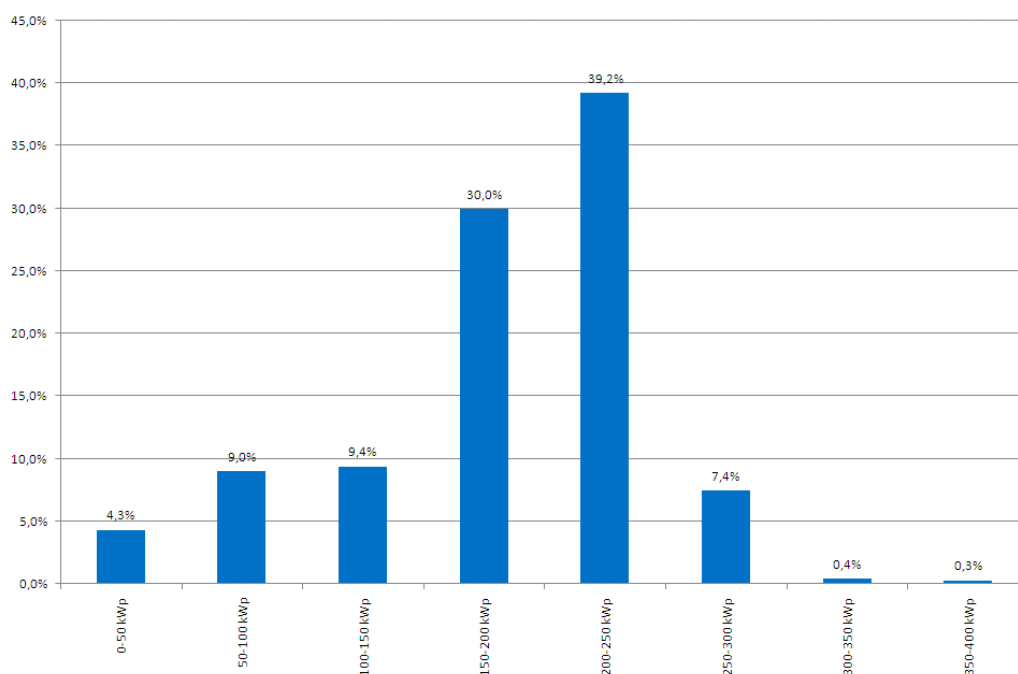


Figura A.4.4. Distribución global potencia paneles fotovoltaicos a partir 2009

De esta manera, el número de paneles se reduce a 12.744. Aunque la distribución no varía significativamente, se aprecia un aumento de los paneles de potencia unitaria superior a 150 Wp, y particularmente, en el rango comprendido entre 250 y 300 Wp (se dobla).

En lo que respecta a los precios, de los datos recabados (se han tenido en cuenta tanto ofertas individuales de pequeño volumen, y que por tanto suelen llevar aparejado un precio por Wp mayor, como grandes ofertas en plataformas b2b) se concluye que:

- En septiembre de 2010, hay 546 referencias de paneles fotovoltaicos con precios por watio inferior a 2,92 €, lo que supone del orden del 40% del mercado.
- El menor precio encontrado es de 0,83 €/Wp, aunque se corresponde con un panel de muy baja potencia en una oferta de restos de stock.
- El mayor precio encontrado es de 2,48 €/Wp.
- El valor medio del Wp está en el entorno de 1,5 €/Wp

#### **A.4.1.2. Situación del mercado en España**

A finales de 2009, en España se había registrado una bajada de precio de los módulos fotovoltaicos de entre un 30% y un 50% (con respecto a los precios a finales de 2008). A finales de 2008, el Wp (watio de origen fotovoltaico) estaba aproximadamente a 3,5€. A finales de 2009 se podía conseguir a 1,70€ e incluso más barato.

En España, la reducción del precio está muy afectada por la nueva regulación en España (Real Decreto 1578/2008), que limita la potencia fotovoltaica a instalar a 500 MW y reduce las primas, lo que a su vez genera un exceso de stock que ha desatado la guerra de precios.

Es tal la reducción que ASIF (Asociación de la Industria Fotovoltaica de España) sitúa la paridad con la red entre el 2012 y el 2015. Se entiende por paridad con la red (grid parity) el momento en que a un consumidor le cueste lo mismo la electricidad que compra de la red eléctrica, que generarse la suya propia sin ningún tipo de prima. Este escenario cambia absolutamente todo en el mercado de la electricidad ya que para el consumidor final significa la posibilidad de garantizar una buena parte de su electricidad a un precio fijo, constante y predecible a lo largo de decenas de años. Teniendo en cuenta que en las renovables suele ser habitual romper las previsiones a mejor, es bastante probable que este escenario de paridad de red se llegue el más bien entre el 2011 y el 2012, que el 2015.

En la siguiente figura se muestran los principales fabricantes de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino en España, independientemente de su producción, así como el rango de potencia en que se mueven sus productos (2009).

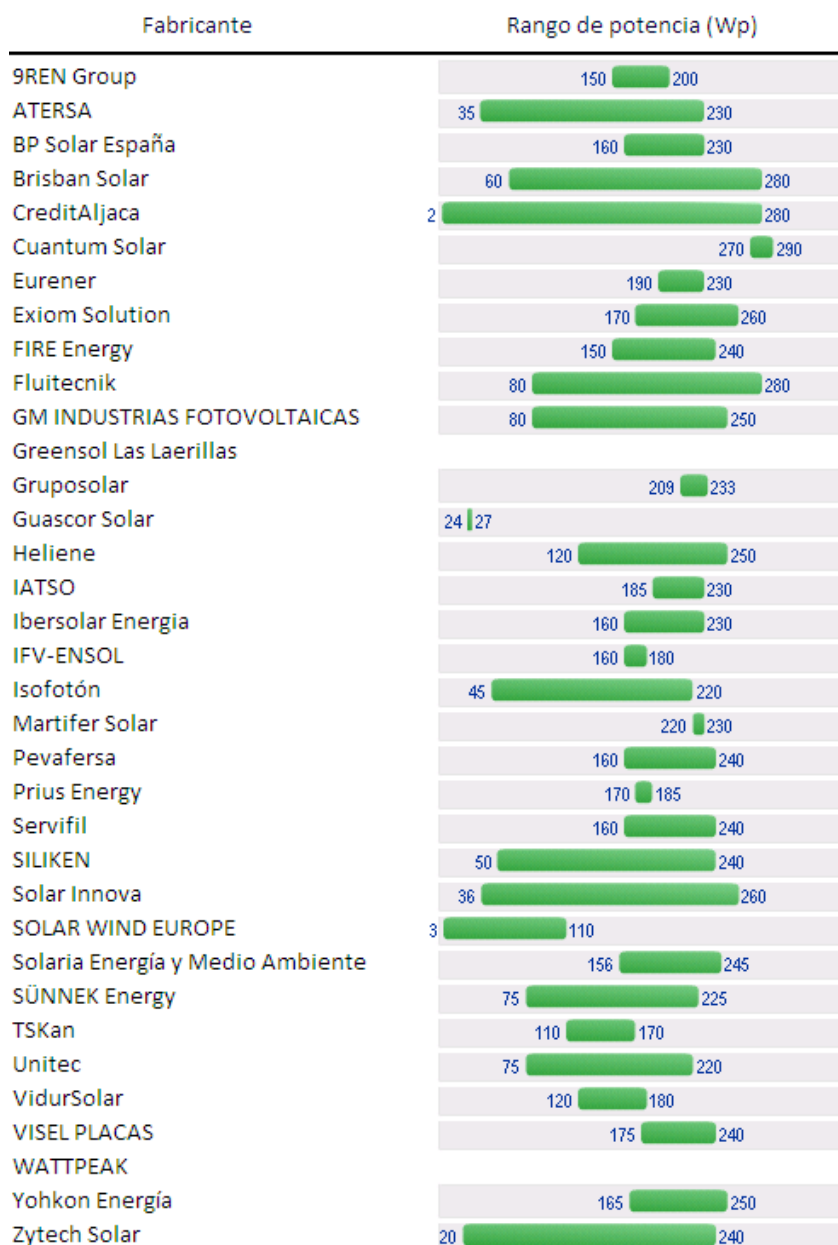


Figura A.4.5. Rangos de fabricación productores españoles

Los principales fabricantes españoles, por volumen de ventas, son:

- Isofotón
- Pevafersa
- BP Solar España
- Siliken
- Atersa
- Solaria Energía y Medio Ambiente
- Eurener
- Yohkon Energía
- Quantum Solar
- VidurSolar

#### A.4.1.3. Análisis global del mercado

En base a la información recopilada, se ha llevado a cabo un estudio preliminar sobre la totalidad de referencias comerciales encontradas (más de 19.000). Debido a su elevado número, resulta imprescindible, tal y como ya se ha indicado, definir una serie de paneles virtuales a emplear en las simulaciones. Para lograrlo, es necesario realizar un estudio estadístico de los modelos existentes.

- En primer lugar, se ha analizado la dependencia entre **potencia** de un panel y la **intensidad en el punto de máxima potencia**. Tal y como se puede apreciar en la figura de la página siguiente, no existen diferencias significativas en función de la tecnología empleada (mono cristalino frente a polo cristalino).

No obstante, para una misma potencia, sí existen diferencias importantes en cuanto a la corriente de salida. Esto es debido a la forma en que se conectan las células en el interior del panel, de manera que para una misma potencia, se tienen distintas corrientes de salida.

Así, se pueden establecer dos grandes grupos: aquellos que dan una corriente de salida del orden de 7,5 A de valor medio (con una banda de entre máximo de 6 y 8 A), y aquellos cuya corriente de máxima potencia está comprendida entre 4 y 5 A. En cualquier caso, la relación potencia – intensidad es bastante lineal.



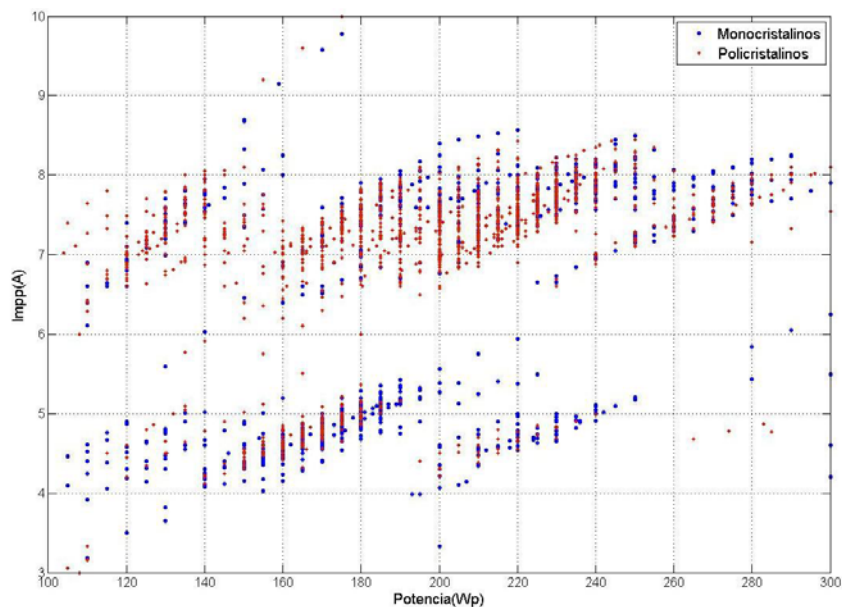


Figura A.4.6. Potencia vs intensidad en paneles de silicio

Centrando el estudio en un único fabricante (por ejemplo, Suntech), se obtiene una relación lineal por familias/modelos. Las diferencias se deben tanto a la forma en que se conectan las células como a la tecnología empleada.

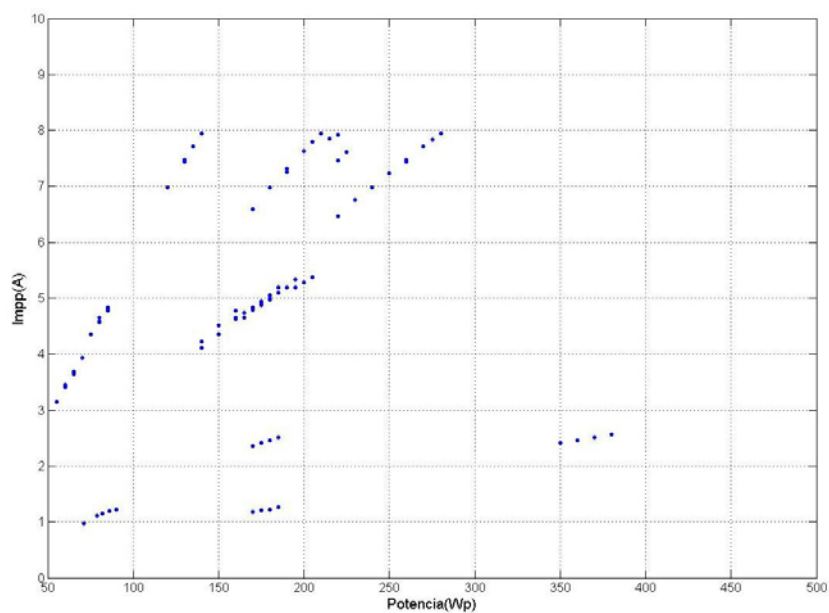


Figura A.4.7. Potencia vs intensidad Suntech

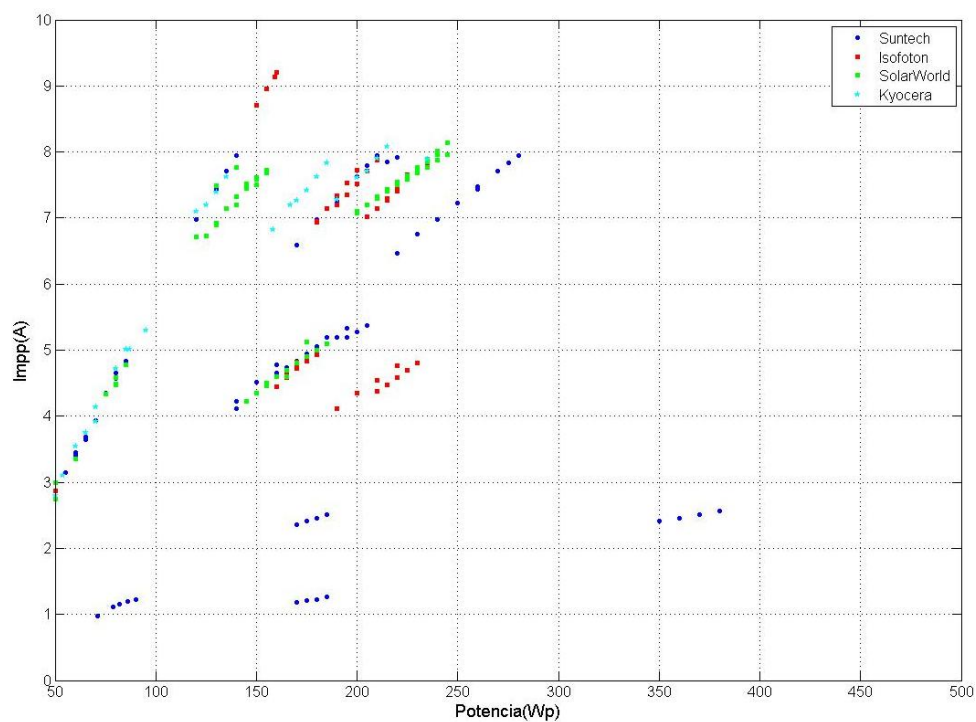


Figura A.4.8. Potencia vs intensidad distintos fabricantes

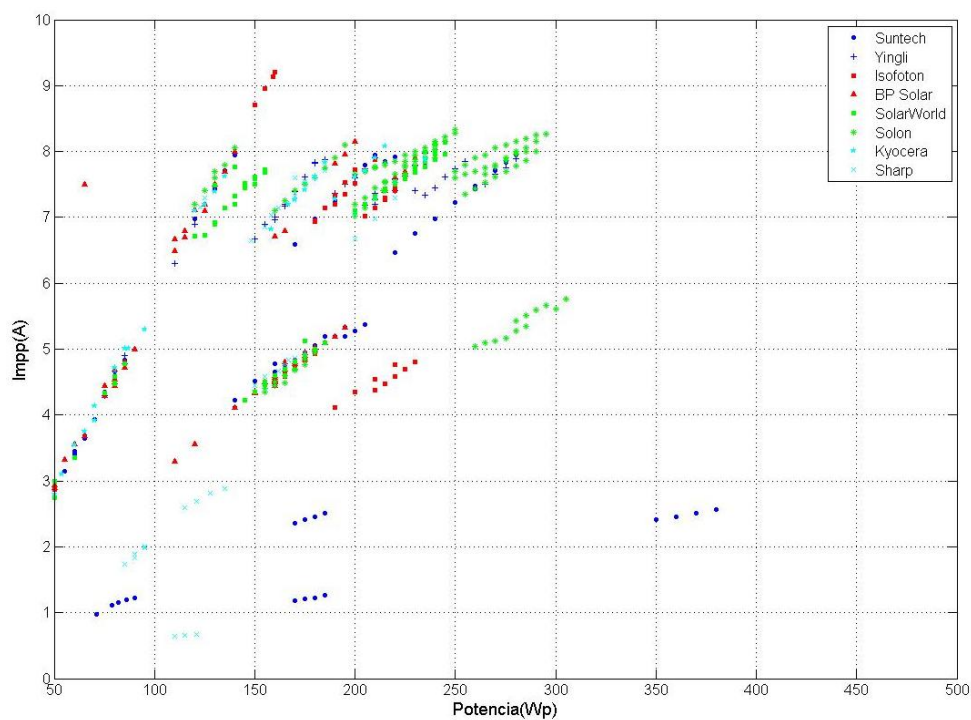


Figura A.4.9. Potencia vs intensidad distintos fabricantes (2)

En resumen, los 8 fabricantes considerados tienen paneles con una intensidad nominal del orden de 4,5 A y paneles con salida de 7,5 A (que típicamente se corresponden con paneles de 12 y 24 V).

- Si se analiza la relación entre **potencia** y **superficie**, se pone de manifiesto una relación lineal global, como cabría de esperar. No obstante, es habitual encontrar distintas potencias (dentro de un rango) para una misma superficie. Y es que los fabricantes ofrecen módulos de idénticas dimensiones, pero con distintas características, variando el tipo de célula que emplean (el número suele mantenerse también constante).

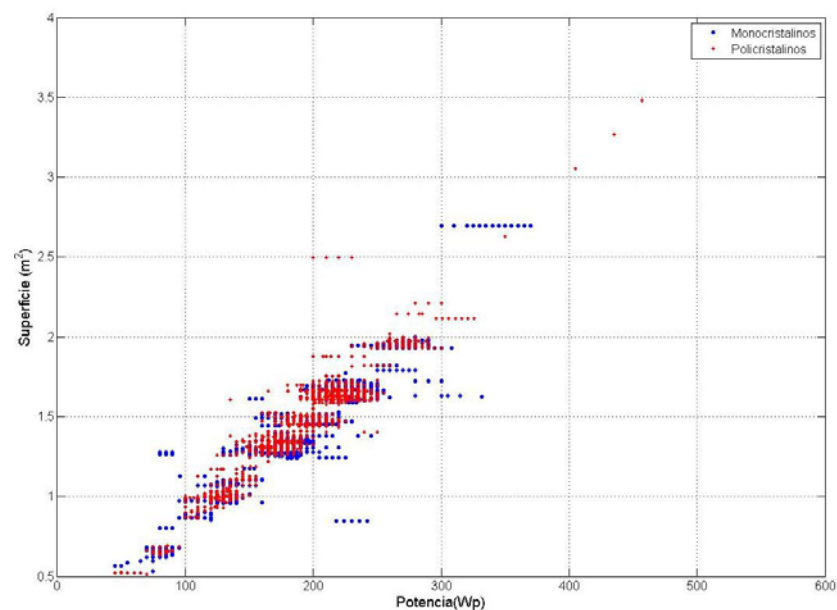


Figura A.4.10. Potencia vs superficie en paneles de silicio

Al analizar la dependencia entre **potencia** y **eficiencia**, se observa una tendencia clara: para una misma tecnología y familia de paneles, a mayor potencia, mayor eficiencia. Este aspecto es especialmente claro cuando se analizan paneles de una misma familia y fabricante.

Por ejemplo, para Suntech, se aprecian distintas tendencias, separadas no obstante entre sí. Del mismo modo, se puede apreciar cómo, para una misma potencia, existen paneles con distintos valores de eficiencia. Esto es debido a diversos motivos, siendo el principal la antigüedad del diseño: los paneles de diseño más reciente presentan mayores eficiencias a igualdad de potencia. No obstante, y como es habitual encontrar en el mercado paneles más antiguos, con importantes descuentos en el precio de adquisición, se han mantenido todos los paneles en el análisis previo.

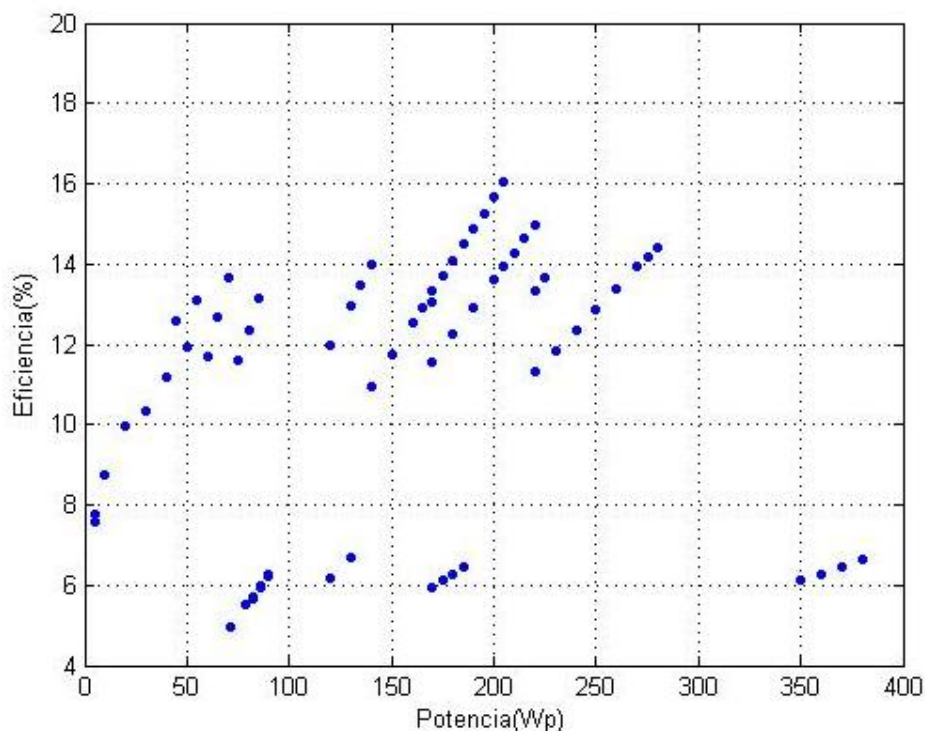


Figura A.4.11. Potencia vs eficiencia Suntech

Si se comparan paneles de distintos fabricantes y países, también se obtienen conclusiones interesantes. En la figura de la página siguiente se muestran los paneles de los primeros fabricantes, por volumen de ventas, de Alemania, China, España y Japón: SolarWorld AG, Suntech Power, Isofoton y Kyocera Corporation. Lo primero que llama la atención es que, para potencias bajas, existe bastante dispersión en los datos, habiendo una superioridad del fabricante japonés.

No obstante, para los rangos de potencia más demandados (entre 150 y 230 Wp de potencia nominal), las diferencias entre fabricantes son muy reducidas, casi inexistentes.

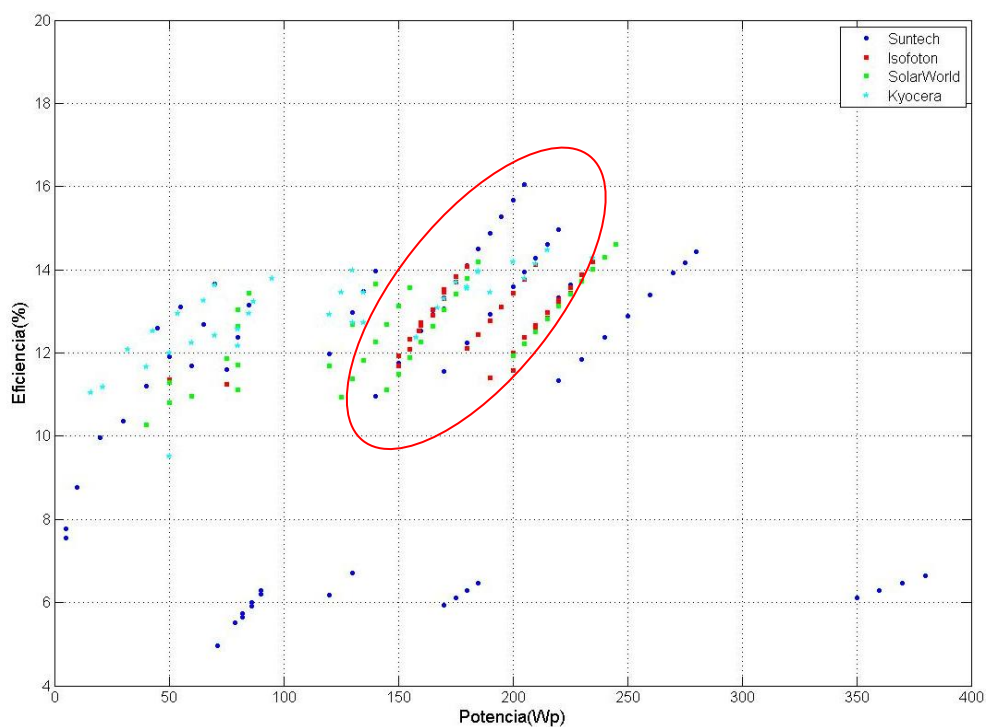


Figura A.4.12. Potencia vs eficiencia distintos fabricantes

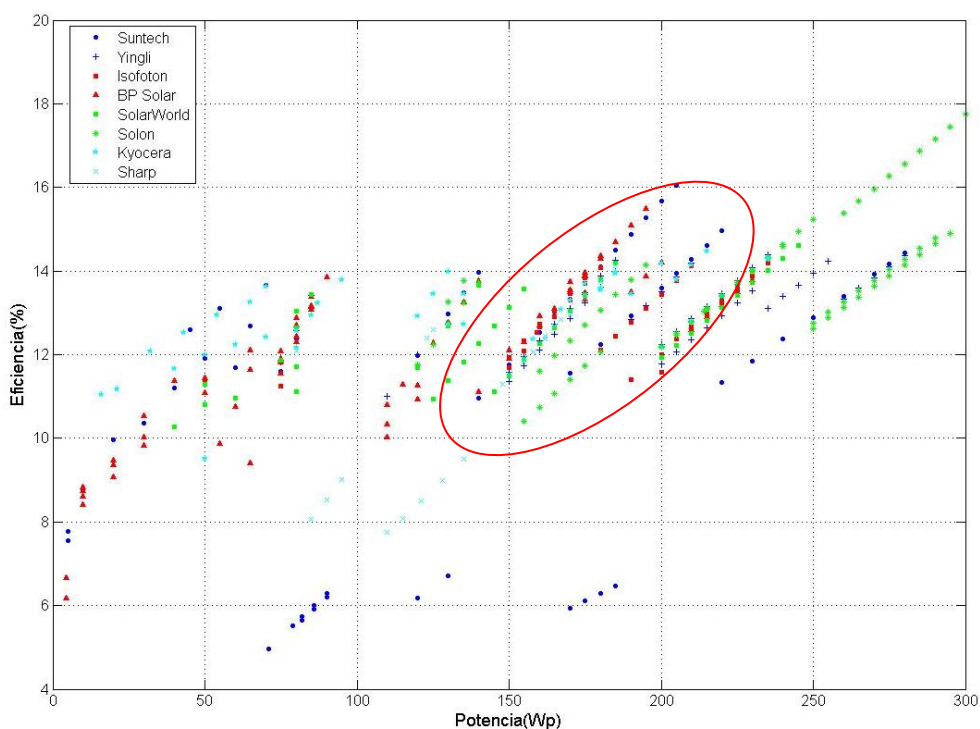


Figura A.4.13. Potencia vs eficiencia distintos fabricantes (2)



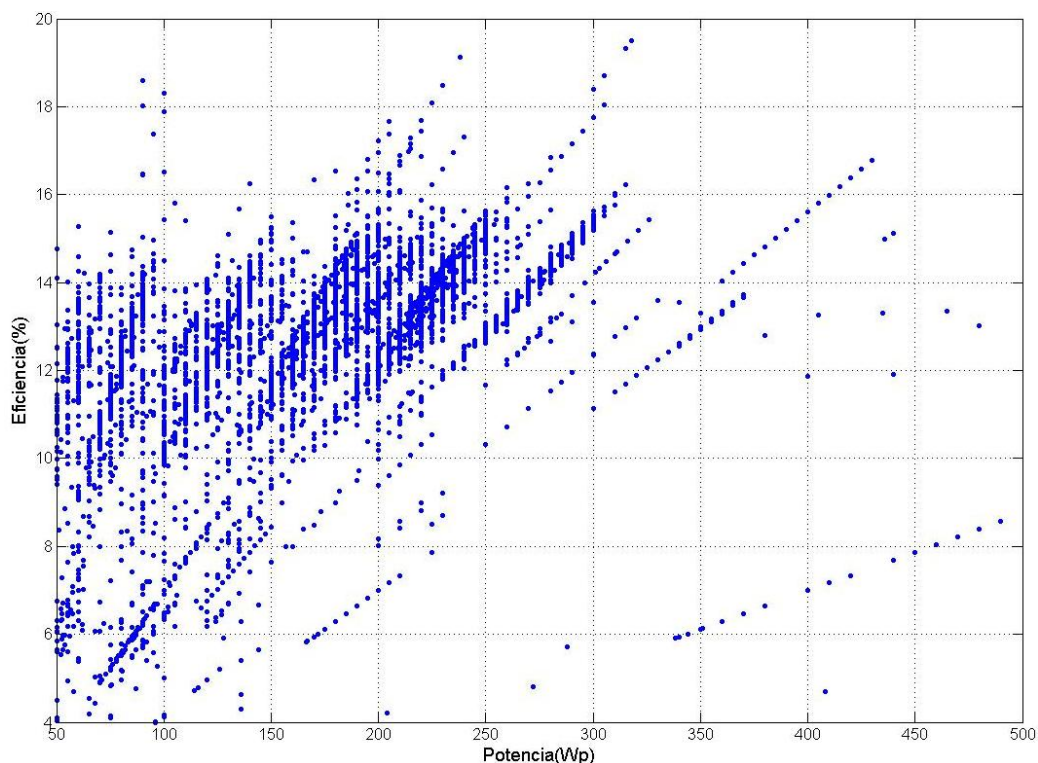


Figura A.4.15. Potencia vs eficiencia distintos fabricantes (3)

En la figura anterior se ha incluido toda la información disponible relativa a todos los paneles de todos los fabricantes considerados. En este caso, la dispersión es más grande (circunstancia lógica, puesto que se mezclan distintos fabricantes, modelos, tecnologías, año de diseño/fabricación etc.).

En relación al rendimiento en relación con el precio, la principal pregunta a responder es: ¿merece la pena el mayor rendimiento, teniendo en cuenta el coste adicional que supone? Seleccionar los paneles adecuados de manera unívoca basándose en sus características técnicas y precio no es una tarea fácil.

Para ilustrar el problema, en la tabla siguiente se muestran las principales características de algunos de los paneles fotovoltaicos más empleados (rango de potencias comprendido entre 190 y 230 W) de 5 grandes fabricantes: Canadian Solar, Kyocera, Sharp, SunPower y Suntech. Se trata de cubrir un determinado suministro, por lo que el número total de paneles siempre se redondea.



Brand	Model No	Watts DC	PTC Rating	True # of Panels	True Total Area (sqft)	True Array PTC Watts	PTC Watts per Sqft	Cost per DC Watt	Cost per PTC
Canadian Solar	CS6P-230	230	211	5	90.29	1055	11.68	\$2.71	\$2.95
Canadian Solar	CS6P-220	220	201.6	5	90.29	1008	11.16	\$2.71	\$2.96
Canadian Solar	CS6P-210	210	192.3	5	90.29	961.5	10.65	\$2.71	\$2.96
Canadian Solar	CS6P-200	200	183	6	108.35	1098	10.13	\$2.71	\$2.96
Kyocera Solar	KD210-GX	210	189.8	5	83.47	949	11.37	\$3.09	\$3.42
Kyocera Solar	KD205-GX	205	185.2	6	100.17	1111.2	11.09	\$2.75	\$3.04
Sharp	ND-220	220	194	5	91.34	970	10.62	\$2.90	\$3.29
Sharp	ND-216	216	190.4	5	91.34	952	10.42	\$2.90	\$3.29
Sharp	ND-208	208	180.1	5	91.34	900.5	9.86	\$2.90	\$3.35
Sharp	ND-200	200	173	6	109.61	1038	9.47	\$2.90	\$3.35
Sharp	ND-224	224	197.6	5	91.34	988	10.82	\$2.90	\$3.29
SunPower	SPR-230-WHT-U	230	209.5	5	70.23	1047.5	14.92	\$4.20	\$4.61
SunPower	SPR-225-BLK-U	225	202.9	5	70.23	1014.5	14.45	\$4.20	\$4.66
SunPower	SPR-220-BLK-U	220	198.2	5	70.23	991	14.11	\$4.20	\$4.66
SunPower	SPR-210-BLK-U	210	188.9	5	70.23	944.5	13.45	\$4.20	\$4.67
SunPower	SPR-200-BLK-U	200	179.7	5	70.23	898.5	12.79	\$4.20	\$4.67
Suntech	STP210-18/Ub-1	210	190.5	5	82.57	952.5	11.54	\$2.44	\$2.69
Suntech	STP200-18/Ub-1	200	181.3	6	99.08	1087.8	10.98	\$2.44	\$2.69
Suntech	STP190-18/Ub-1	190	172	6	99.08	1032	10.42	\$2.44	\$2.70

Tabla A.4.2. Comparación de distintos paneles fotovoltaicos

Algunas unidades de la tabla no están en sistema internacional (pies cuadrados para la superficie), y el precio se da en dólares norteamericanos. Por otro lado, se incluye información teórica (Watts DC, potencia nominal declarada por el fabricante en condiciones ideales) y más realista o aplicada (PTC Rating, en condiciones reales).

A la vista de la tabla, cabe destacar que no hay un único panel que sea el mejor considerando todos los aspectos (potencia real del conjunto de paneles, precio por watio real, precio por unidad de superficie instalada etc.). Algunos son mejores en unos aspectos, y otros mejores en otras. Por ejemplo, los paneles de la marca SunPower parecen ser técnicamente mejores (gracias a su mayor rendimiento, necesitan menos superficie, ocupan menos espacio; dan el mayor valor de watios por unidad de superficie); no obstante, son los más caros.



Sin embargo, la diferencia con un panel de la marca Kyocera (menos eficiente) es prácticamente despreciable en términos de rendimiento (supone unos 3\$ de energía "extra" por panel a lo largo de un año).

- En lo relativo al **coste de adquisición**, surge un problema adicional: el hermetismo de los fabricantes. No es fácil encontrar información de según qué fabricantes, ni la ponen a disposición del público en general; sólo para instaladores autorizados, o plataformas b2b.

Por otro lado, la heterogeneidad en los precios es notable. Como es lógico, no es lo mismo comprar unos pocos paneles a un distribuidor, a precio de minorista, que hacer un gran pedido directamente al fabricante. La diferencia de precio puede superar en ocasiones el 50%.

En la siguiente figura se muestran los precios, en relación con la potencia del panel, para grandes pedidos (superiores a 500 paneles):

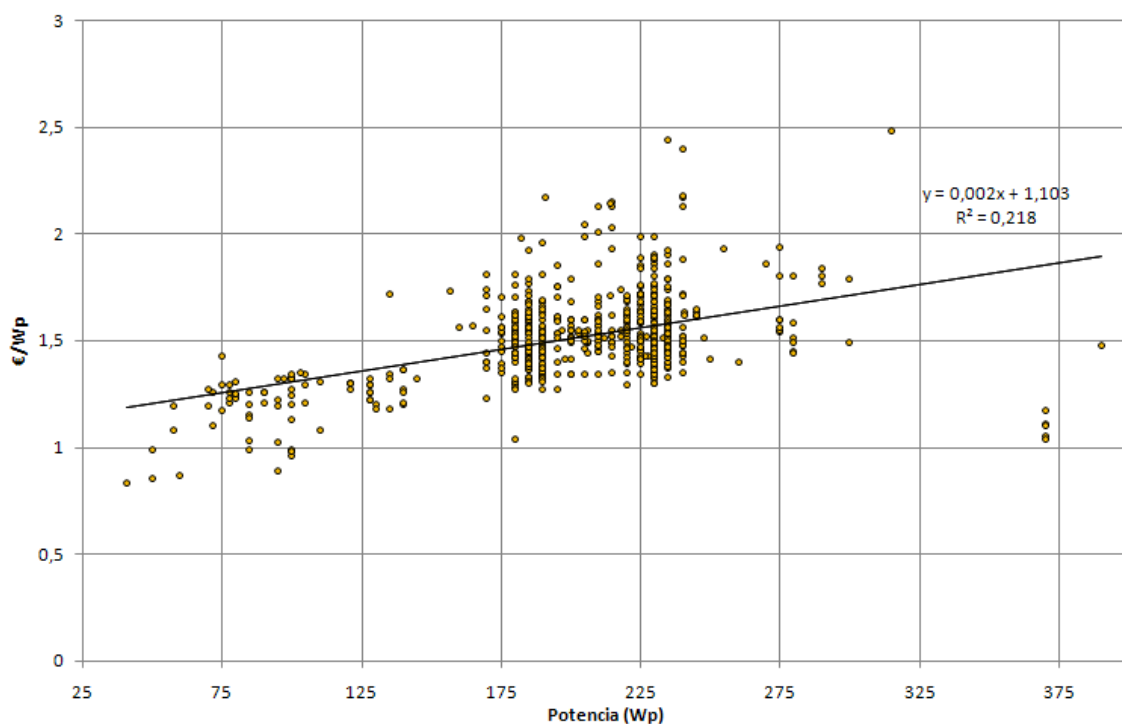


Figura A.4.16. Potencia frente a precio

Tal y como se puede apreciar, la dispersión es notable, incluso en el caso de pedidos a gran escala. Además, se observa que la oferta se concentra en el rango 175 – 240 Wp. En pedidos a menor escala, es fácil encontrar precios del orden de 2,5 €/Wp.

En la siguiente figura se muestra una representación eficiencia frente a precio del Wp para una selección de paneles de los principales fabricantes de Alemania, China, España y Japón. Los precios se corresponden tanto con venta al por mayor como con venta minorista. Cabe destacar que, contrariamente a lo que cabría esperar, no hay una clara relación entre eficiencia y precio. Incluso analizando los datos de un único fabricante, no se aprecia tendencia alguna (es posible que las tarifas de venta a distribuidor por parte de los fabricantes sí reflejen la tendencia que cabría esperar: los paneles más eficientes son más caros; pero al intervenir otros factores que alteran el precio, no es posible inferior relación alguna).

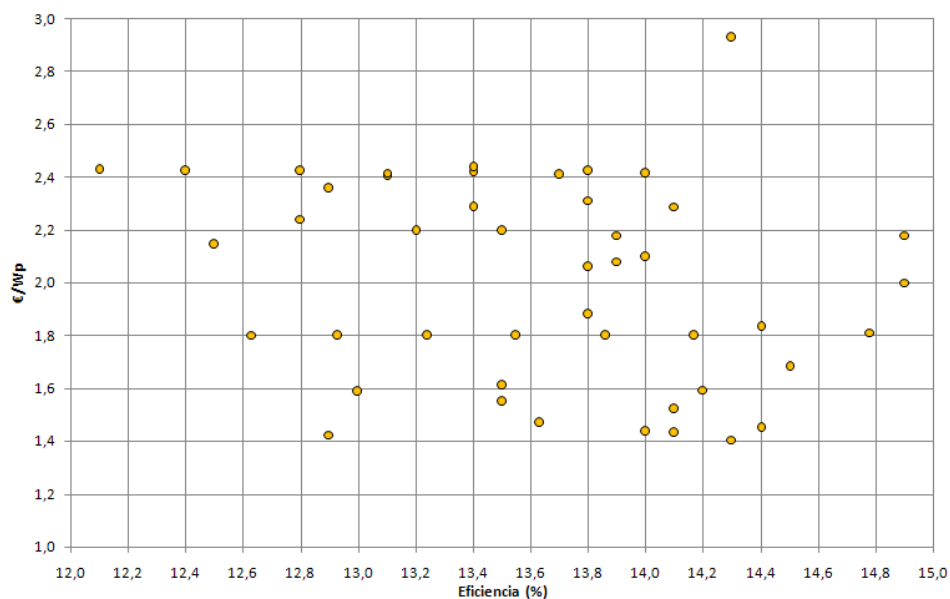


Figura A.4.17. Eficiencia frente a precio

Se puede concluir por tanto que para el rango de potencia comprendido entre 150 y 250 Wp, es posible conseguir paneles de elevado rendimiento con precios por Wp comprendidos entre 1,2 y 2 €/Wp, estando la media en el rango 1,4 a 1,6 €/Wp.

#### A.4.1.4. Parámetros de simulación

Se debe definir, para cada tipo de panel fotovoltaico, la potencia pico (Wp), la tensión nominal (V), la intensidad de cortocircuito (A), el coste de adquisición (€), la vida útil y los costes de operación y mantenimiento (valor típicamente aceptado 40 €/año).

También se debe definir el mínimo número de paneles fotovoltaicos en paralelo y el número máximo global de paneles permitidos (en este caso, entre 0 y 200).

Además, se debe definir un coste de operación y mantenimiento anual para el grupo de paneles que constituirán el generador fotovoltaico (este coste es independientemente del número de paneles que haya, ya que se asume que el coste principal es el del personal de operación y mantenimiento, y los costes son similares dentro de un rango de tamaño del generador fotovoltaico). Estos costes son muy variables dependiendo de la localización de la instalación, del acceso, de si existe personal de mantenimiento propio o no, etc. Se ha estimado en 1.200 €/año (1 semana de trabajo de 1 operario).

Dada la posible variabilidad del coste de los paneles fotovoltaicos en los próximos años, es preciso definir la inflación anual esperada del coste de adquisición de los paneles (para cuando sea necesario reponerlos), así como el límite de la inflación acumulada (se supone que una vez que se alcanza ese límite, entonces el precio de los paneles se incrementará anualmente según la inflación general). Estos parámetros se estiman en -5% y -40%.

#### **A.4.1.5. Selección de paneles**

A la vista de los datos presentados en el punto anterior, se ha realizado una selección de paneles fotovoltaicos que cubran el espectro mencionado en cuanto a precio, potencia, corriente en el punto de máxima potencia y eficiencia. De este modo, en la simulación mediante algoritmos genéticos estarán cubiertas las opciones más representativas del mercado. Se han elegido tecnologías convencionales, probadas y contrastadas (silicio mono y policristalino), por razones de economía y facilidad integrar en el sistema (rangos de tensión compatibles con inversores y reguladores de carga comerciales).

A continuación, en la tabla A.4.3 se muestran los paneles elegidos para la simulación, así como los parámetros de entrada necesarios para HOGA.

Del mismo modo, en las figuras A.4.18 y A.4.19 se muestran los paneles seleccionados junto con el resto de los considerados en el estudio, a fin de dar una idea de los rangos de que resultan representativos.

Modelo	Potencia (Wp)	Isc (A)	Un (V)	Eficiencia (%)	€/Wp	Vida
Kyocera KD135GH-2PU	135	8,37	12	13,47	1,72	20
Risen SYP170S-M	170	5,12	24	13,23	1,65	25
SCHOTT Solar Poly 170	170	5,30	24	12,96	1,23	20
Mitsubishi PV-TD175MF5	175	7,83	18	12,7	1,81	25
Perlight PLM-190/24	190	5,48	24	14,88	1,96	25
Suntech Power STP 190-18/Ud	190	7,89	18	12,92	1,27	25
Mitsubishi PV-TD190MF5	190	8,23	18	13,7	1,51	25
Yingli YL210P-29b	210	7,95	20	12,9	1,57	25
Sharp ND-210E1F	210	8,03	20	12,8	1,34	20
Kyocera KD210GH-2PU	210	8,58	18	14,14	1,86	20
Renesola JC230M-24/Bb	230	8,27	24	14,2	1,34	20
Hyundai HIS-S230SG	230	8,40	18	14,4	1,52	25
Mitsubishi PV-TJ230GA6	230	8,39	20	14,0	1,89	25
Suntech Power STP275-24/Vd	275	8,26	24	14,2	1,56	25
OLON Black 280/10	275	5,7	24	16,6	1,80	25
Risen SYP300M	300	8,93	24	15,46	1,79	25
SCHOTT Solar Poly 300	300	8,24	24	13,6	1,49	20
T-SOLAR GLOBAL TS FULL SJ 2.0	370	3,16	100	6,66	1,11	25
Topsun TS-S390	390	8,36	24	15,25	1,48	20

Tabla A.4.3. Modelos de paneles empleados en la simulación

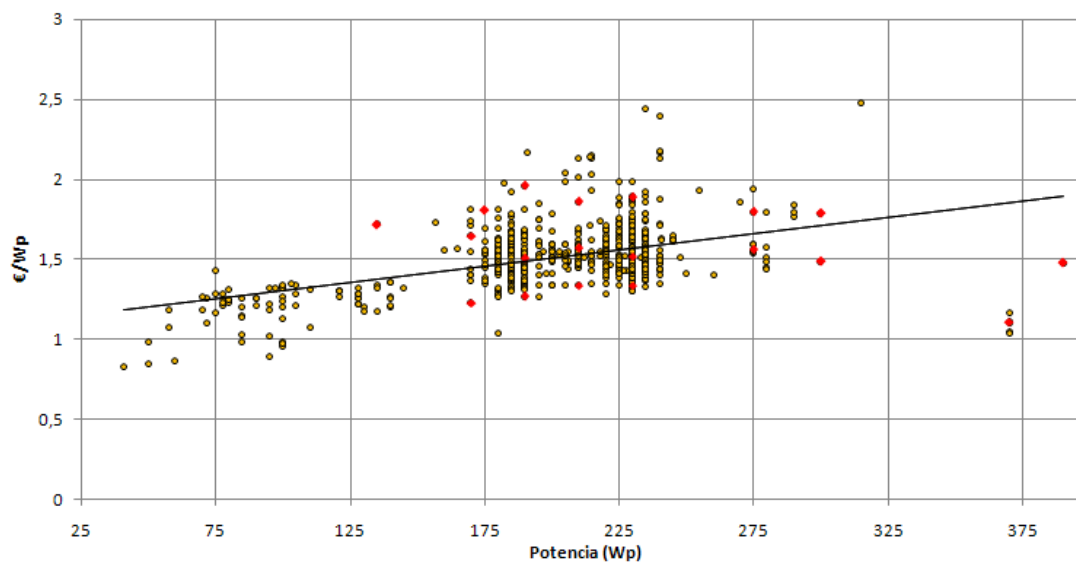


Figura A.4.18. Potencia frente a precio (incluye paneles seleccionados)

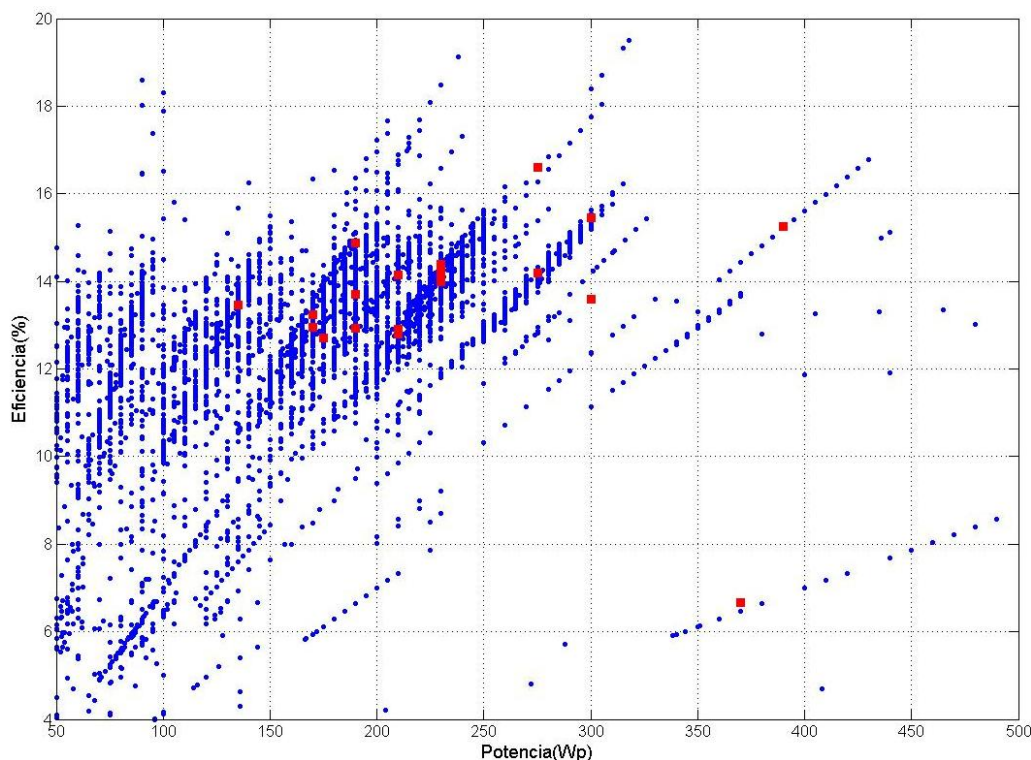


Figura A.4.19. Potencia frente a eficiencia (incluye paneles seleccionados)

## A.4.2. BATERÍAS

Los bancos de baterías son otro de los grandes componentes de coste de una instalación fotovoltaica (junto con el inversor). No obstante, su coste suele ser muy inferior al de los paneles, por lo que su correcta, selección, aunque importante, no es tan crítica para el resultado final.

La tecnología seleccionada es la de acumuladores estacionarios de plomo-ácido, por ser los más adecuados para aplicaciones fotovoltaicas (escaso mantenimiento, larga vida en flotación, y profundidad de descarga elevada).

El mercado de baterías no está tan atomizado como el de paneles, y los principales fabricantes ofrecen productos bastante homogéneos en cuanto a capacidad, coste y vida útil para una misma tecnología. No obstante se han seleccionado baterías que, para una misma capacidad (o rango), presenten diferentes condiciones en cuanto a profundidad de descarga, capacidad de ciclado (carga/descarga), corriente máxima etc.

Se ha escogido como corriente máxima la de descarga en 10 minutos (lo que ya supone un régimen de descarga bastante intenso), en vez de la de cortocircuito, a fin de dotar a las baterías de un margen de seguridad adicional.

Los principales fabricantes de este tipo de batería cuyas referencias comerciales se han analizado son:

- Akku Solar
- Crown Battery Manufacturing
- Dyno
- Hoppecke
- Northern Battery
- SEC Industrial Battery Co
- US Battery
- Banner Batterien
- Deka
- HUP Solar One
- Optima
- Solar Electric Specialties
- Varta AG
- Delco
- Exide
- Industrial Battery Engineering (IBE)
- Sonnenschien
- Deta Batteries UK Ltd
- General Battery Corporation (GBC)
- Rolls Battery Engineering
- Surrette Battery Co
- Concorde
- GNB
- Moll Batterien
- Trojan Battery

En la figura A.4.20 se muestran tanto las distintas baterías analizadas como las finalmente seleccionadas, cuyas características se incluyen en la tabla A.4.4. La representación de la curva de rendimiento se realiza en la figura A.4.21.

Para la simulación, se debe definir, para cada tipo de batería, la capacidad nominal (Ah), la tensión nominal (V), el estado de carga mínimo recomendado por el fabricante (SOCmin, %), el coeficiente de autodescarga mensual (%), la intensidad máxima admisible (A), la eficiencia global carga-descarga (%), la vida flotante (años), el número de ciclos de vida en función de la profundidad de descarga, el coste de adquisición (€) y los costes de operación y mantenimiento (€/año).

También es preciso fijar el mínimo número de baterías en paralelo (0) y el número máximo permitido (200). El número de baterías en serie lo calcula HOGA en función de la tensión del bus DC del sistema y la tensión nominal de una batería.

También es necesario decidir qué modelo de baterías se va a utilizar, el modelo Ah o el modelo KiBaM, y si el cálculo de la vida de las baterías se realiza según el método Rainflow o mediante el método de los ciclos equivalentes. Se escoge el modelo Ah y el método Rainflow para reducir la carga computacional (aunque no son modelos tan precisos).

Además, se debe definir un coste de operación y mantenimiento anual para el grupo de baterías que constituirán el banco: 40 € (este coste es independiente del número de baterías que haya, ya que se asume que el coste principal es el del personal de operación y mantenimiento, y los costes son similares dentro de un rango de tamaño del banco de baterías). También se define la inflación anual esperada del coste de adquisición de las baterías, -4%, (para cuando sea necesario reponerlas) así como el límite de la inflación acumulada, 20%, (a partir del momento en que se alcance ese límite, el precio de las baterías se incrementará anualmente según la inflación general).

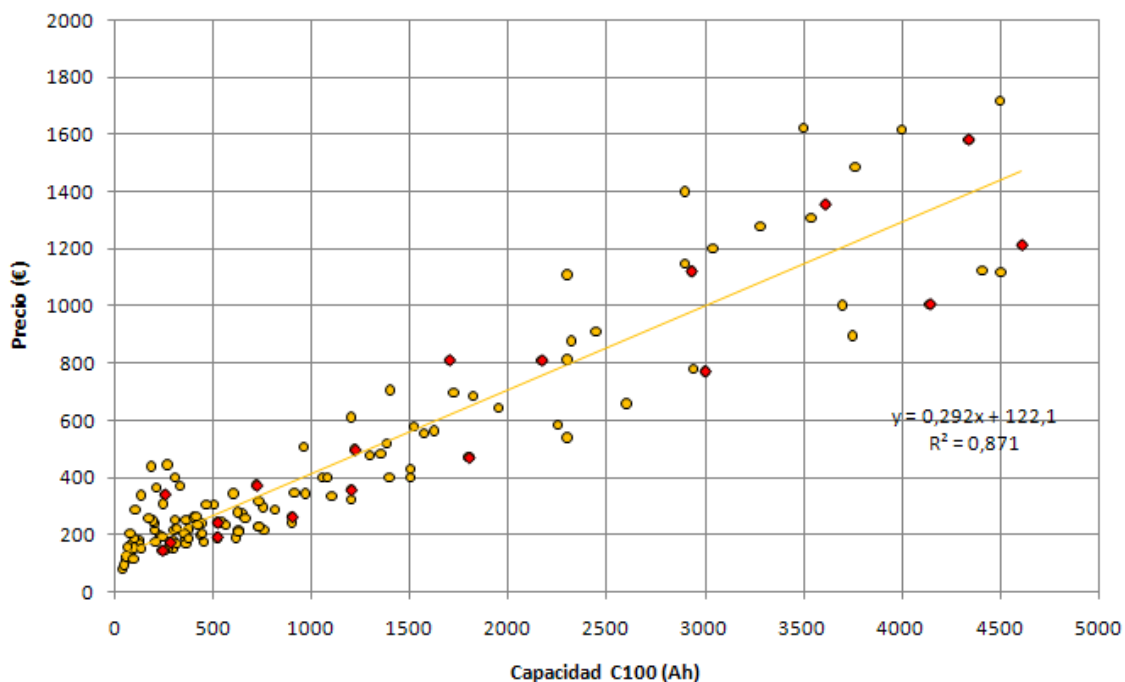


Figura A.4.20. Baterías analizadas y seleccionadas



Fabricante	Modelo	V	C100 (Ah)	Precio (€)	Autod. (% mes)	Imax (A) 10'	Vida flot, (años)	Ef. (%)	Nº de ciclos vs descarga									SOC min (%)	Coste O,M, (€/año)
									10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%		
HOPPECKE	4 OpzS 200	2	280	175	3%	303	15	80%		7500	5000	3750	3000	2500	2000	1500		20%	0
HOPPECKE	5 OpzS 350	2	520	244	3%	503	15	80%		7500	5000	3750	3000	2500	2000	1500		20%	0
HOPPECKE	8 OpzS 800	2	1220	498	3%	971	15	80%		7500	5000	3750	3000	2500	2000	1500		20%	0
HOPPECKE	12 OpzS 1500	2	2170	811	3%	1481	15	80%		7500	5000	3750	3000	2500	2000	1500		20%	0
HOPPECKE	20 OpzS 2500	2	3610	1356	3%	2469	15	80%		7500	5000	3750	3000	2500	2000	1500		20%	0
HOPPECKE	24 OpzS 3000	2	4340	1582	3%	2962	15	80%		7500	5000	3750	3000	2500	2000	1500		20%	0
HOPPECKE	20 OpzV 2500	2	2930	1122	1%	2757	15	80%		8000	5500	4000	3250	2750	2000	1750		20%	0
HAWKER	TLS-3	2	240	147	3%	288	12	81%	9000	6000	4000	3000	2500	2000	1900			35%	0
HAWKER	TVS-5	2	519	194	3%	607	12	81%	9000	6000	4000	3000	2500	2000	1900			35%	0
HAWKER	TYS-6	2	900	264	3%	1188	12	81%	9000	6000	4000	3000	2500	2000	1900			35%	0
HAWKER	TYS-8	2	1200	358	3%	1440	12	81%	9000	6000	4000	3000	2500	2000	1900			35%	0
HAWKER	TYS-12	2	1799	471	3%	2375	12	81%	9000	6000	4000	3000	2500	2000	1900			35%	0
HAWKER	TZS-16	2	3000	772	3%	3510	12	81%	9000	6000	4000	3000	2500	2000	1900			35%	0
HAWKER	TZS-22	2	4144	1007	3%	4973	12	81%	9000	6000	4000	3000	2500	2000	1900			35%	0
HAWKER	TZS-26	2	4611	1214	3%	5533	12	81%	9000	6000	4000	3000	2500	2000	1900			35%	0
SONNENSCHNEIN	A600 12 OPz	2	1700	812	2%	1536	18	80%		-	5800	4300	3400	2750	2400	2000	1750	20%	0
SONNENSCHNEIN	A600 6 OPzV	2	720	374	2%	677	18	80%		-	5800	4300	3400	2750	2400	2000	1750	20%	0
CONCORDE	PVX-2120L	12	253	342	1%	228	15	85%	5000	2900	1900	1500	1000	800	650	550	450	10%	0

Tabla A.4.4. Baterías seleccionadas para el análisis

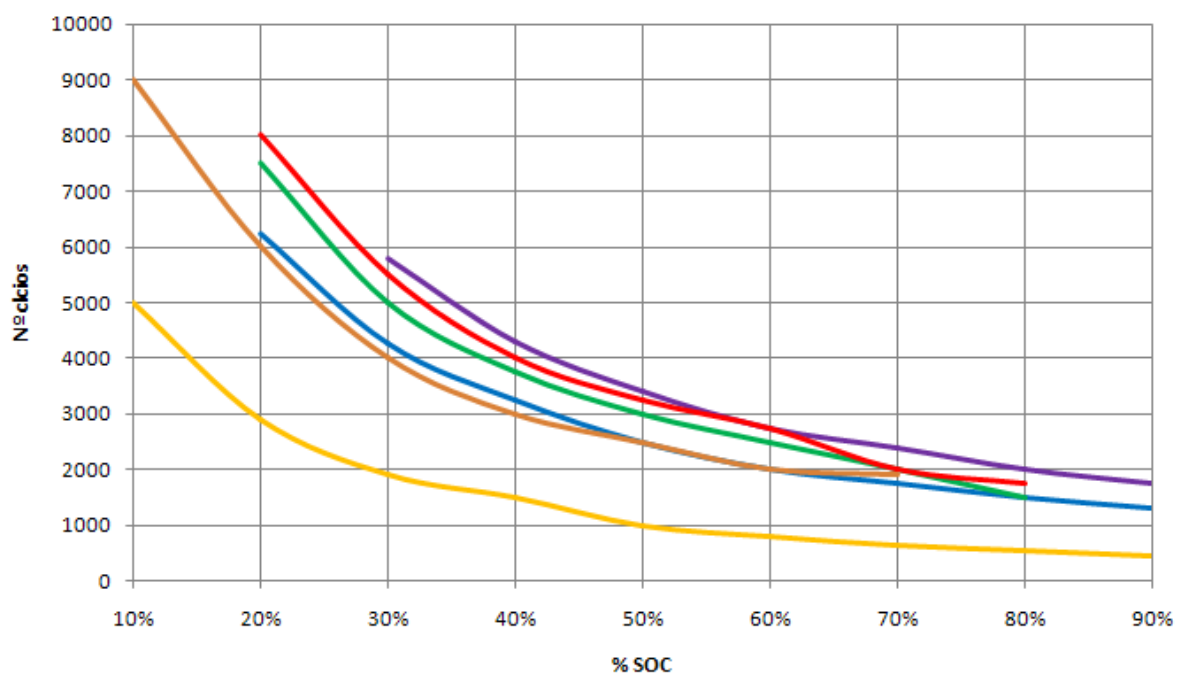


Figura A.4.21. Número de ciclos vs descarga (vida útil)

### A.4.3. INVERSORES

El tercer gran “generador” de coste en una instalación fotovoltaica es el inversor. Aunque normalmente, el coste total es notablemente inferior al de los paneles, suele ser del orden de el de las baterías, y su estudio en detalle no debe dejarse de lado.

Al igual que con las baterías, se han analizado las principales referencias comerciales existentes en el mercado:

- AEG
- Conergy
- Danfoss
- Delta
- Diehl
- Effekta
- Fagor Automation
- Fronius
- General Electric
- Hyundai
- Ingeteam
- Kaco
- Kostal

- Layer Electronics
- Mastervolt
- Oelmaier
- Outback
- Powercom
- Power-one
- Refu
- Riello
- Santerno
- Schueco
- Siemens
- SMA
- Sputnik
- Steca
- Sunways
- Victron
- Voltwerk
- Xantrex

En la figura A.4.22 se representan los valores potencia vs. Coste de adquisición de las principales referencias comerciales encontradas. Se puede apreciar la notable linealidad del precio frente a la potencia; del mismo modo, los inversores de mayor potencia se apartan ligeramente de la tendencia, para ofrecer mejores relaciones precio potencia.

En la figura A.4.23 se muestra los inversores finalmente seleccionados (hasta un rango de 300 kVA), cubriendo aproximadamente todo el rango, tanto en cuanto a precio, como en cuanto a rendimiento y vida útil. Se han escogido, para potencias comparables, inversores más caros pero con mayor rendimiento y/o vida útil, y más baratos, pero de peores prestaciones o duración prevista.

A la hora de realizar el análisis, se han escogido tanto inversores de pequeña potencia aptos para redes de continua de 48 V (típicamente empleados en instalaciones pequeñas y/o aisladas), como inversores con seguidor del punto de máxima potencia, típicamente empleados en grandes campos fotovoltaicos para venta a red y que admiten tensiones de entrada DC de hasta 800 V. Así se da respuesta a los distintos casos de estudio.

Del mismo modo, se han definido “inversores virtuales”, que equivalen a disponer en paralelo un número variable de inversores pequeños en paralelo para emplear en los casos de estudio con baterías (no se pueden conectar inversores MPPT a reguladores de carga y/o bancos de baterías).

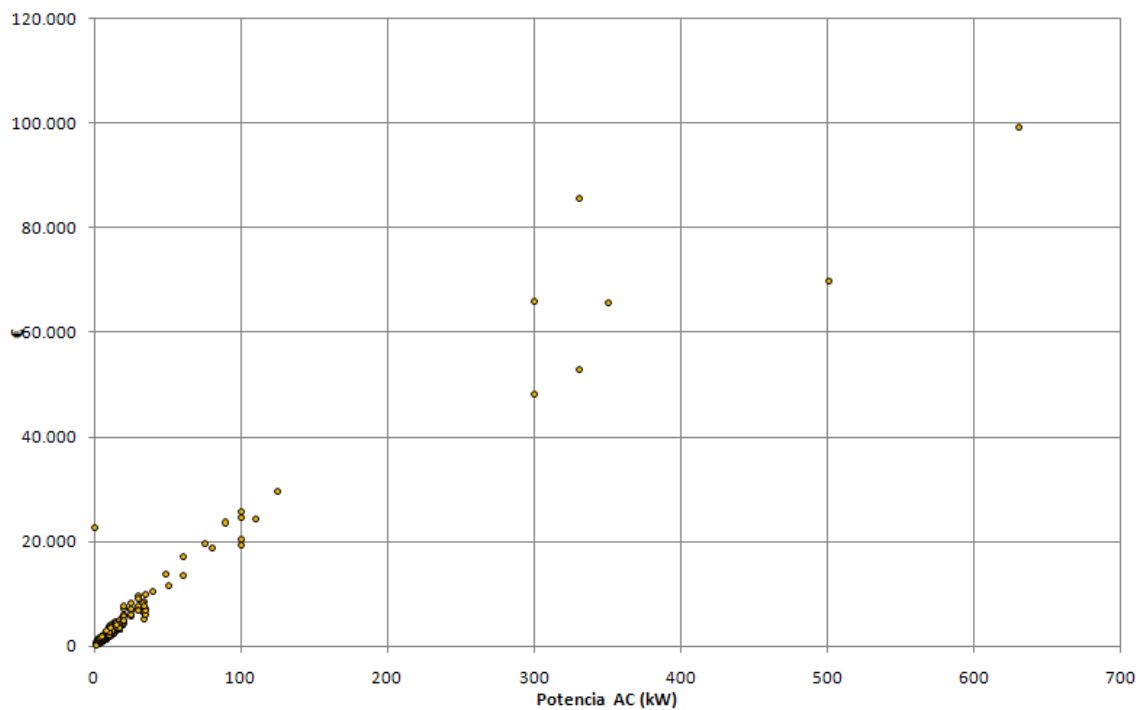


Figura A.4.22. Inversores analizados

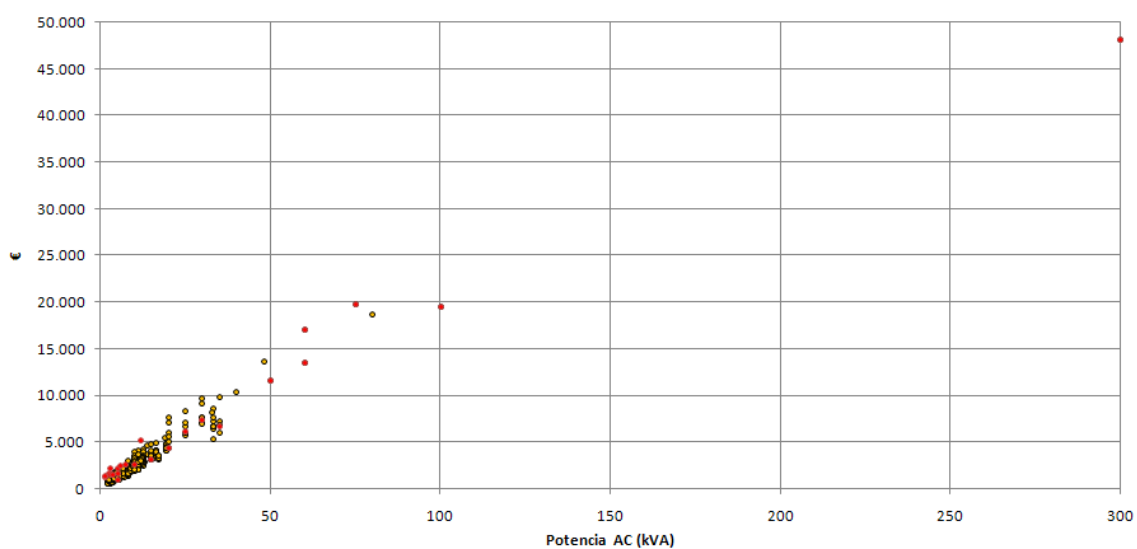


Figura A.4.23. Inversores analizados y seleccionados

El software, para cada inversor (virtual o no) necesita disponer de la siguiente información: potencia nominal de salida (VA), vida estimada (años), eficiencia (%) en función de la potencia de salida (% de la nominal) y coste de adquisición (€).

No se tienen en cuenta costes de mantenimiento, ya que son muy bajos y éstos junto con los costes de mantenimiento del resto de convertidores y electrónica se incluyen en los relativos a otros elementos (baterías, paneles fotovoltaicos, etc.).

En la tabla A.4.5 se recogen todos los datos introducidos en HOGA (a excepción de los “inversores virtuales”, que no se incluyen por no aporta información útil). En las figuras A.4.24. y A.4.25 se representan gráficamente las curvas de eficiencia de los distintos inversores seleccionados. Cabe destacar que los inversores MPPT presentan una eficiencia superior a la de los inversores de entrada 48 Vdc.

Fabricante	Modelo	Pn (kVA)	V DC (V)	Vida	Precio	Ef.5%	Ef.10%	Ef.20%	Ef.30%	Ef.40%	Ef.50%	Ef.60%	Ef.70%	Ef.80%	Ef.90%	Ef.100%	Ef.max
ATERSA	Tauro 1548	1,5	48	10	1.263 €	30,0%	91,5%	93,0%	92,5%	92,0%	91,5%	91,0%	90,0%	89,5%	88,0%	87,0%	93,0%
ISOFOFON	Isoverter 1500	1,5	48	10	1.416 €	70,0%	84,0%	86,0%	90,0%	91,0%	92,0%	92,0%	92,5%	93,0%	93,5%	94,0%	94,0%
ATERSA	Tauro 2548	2,5	48	10	1.667 €	25,0%	91,0%	93,0%	92,5%	92,0%	91,5%	91,0%	90,0%	89,5%	88,0%	88,0%	93,0%
ISOFOFON	Isoverter 3000	3	48	10	2.242 €	67,0%	87,0%	89,0%	90,5%	92,0%	95,0%	94,8%	94,6%	94,4%	94,2%	94,0%	95,0%
VICTRON	Phoenix C48/3000	3	48	10	1.493 €	80,0%	92,0%	94,5%	95,0%	94,0%	93,0%	92,0%	91,0%	90,0%	89,0%	88,0%	95,0%
OUTBACK	GVFX3648	3,6	48	10	1.560 €	80,0%	92,0%	93,0%	92,5%	92,0%	91,5%	91,0%	90,0%	89,5%	88,0%	88,0%	93,0%
SMA	SMC 5000A	5	246-480	10	1.644 €	88,1%	92,9%	95,3%	95,9%	96,0%	96,0%	95,9%	95,8%	95,5%	95,3%	95,2%	96,1%
EFEKTA	ES 5000	5	150-450	10	1.024 €	93,8%	95,1%	96,3%	96,5%	96,5%	96,6%	96,4%	96,1%	95,9%	95,8%	95,7%	96,4%
SMA	SI5048	5	48	10	2.230 €	89,5%	93,5%	95,0%	94,9%	94,5%	94,0%	93,4%	92,9%	92,3%	91,9%	91,5%	95,0%
XANTREX	XW6048	6	48	10	2.442 €	95,0%	95,0%	95,0%	95,5%	94,5%	94,0%	93,5%	93,0%	92,0%	91,0%	89,4%	95,0%
SMA	SB6000	7,5	250-480	10	2.557 €	88,2%	93,2%	95,2%	95,8%	95,8%	95,8%	95,7%	95,4%	95,1%	94,9%	94,7%	96,0%
SMA	SB8000	10	300-480	10	2.677 €	95,0%	95,0%	96,5%	96,8%	96,8%	96,8%	96,7%	96,5%	96,2%	96,1%	96,0%	96,3%
FRONIUS	IG Plus 12.0	12	230-500	20	5.160 €	93,2%	94,7%	95,9%	96,1%	96,2%	96,3%	96,3%	96,2%	96,1%	96,0%	95,9%	96,2%
SMA	STP 15000TL-10	15	360-800	10	3.221 €	94,0%	96,6%	97,8%	98,1%	98,2%	98,2%	98,2%	98,2%	98,1%	98,1%	98,0%	98,2%
REFU	REFUSOL 20k	20	480-850	10	4.439 €	95,4%	96,7%	97,6%	97,8%	98,0%	98,2%	98,1%	98,0%	98,0%	97,9%	97,9%	98,2%
KACO	Powador 25000xi	25	350-600	14	6.166 €	94,9%	95,9%	96,5%	96,5%	96,3%	96,1%	95,9%	95,7%	95,6%	95,5%	95,4%	96,5%
SUNWAYS	PT30K	30	420-800	10	7.439 €	96,0%	97,5%	98,0%	97,9%	97,8%	97,7%	97,6%	97,5%	97,4%	97,3%	97,2%	98,0%
SPUTNIK	Solarmax 35s	35	400-800	4	6.691 €	89,1%	93,0%	95,0%	96,4%	96,6%	96,8%	96,8%	96,7%	96,6%	96,7%	96,5%	96,5%
LAYER	Windsun GC-242	50	350-700	16	11.659 €	93,0%	94,5%	95,0%	94,7%	94,5%	93,9%	93,4%	93,1%	92,6%	91,2%	89,4%	95,0%
INGETEA	Ingecon Sun 60	60	390-750	10	17.088 €	80,0%	87,5%	92,4%	96,1%	96,3%	96,4%	96,3%	96,2%	96,0%	95,9%	95,8%	96,4%
LAYER	GC-244	60	350-700	16	13.453 €	93,0%	94,5%	95,0%	94,7%	94,5%	94,0%	93,5%	93,2%	92,6%	91,2%	89,4%	95,0%
LAYER	GC-246	75	350-700	16	19.731 €	93,0%	94,5%	95,0%	94,7%	94,5%	94,0%	93,6%	93,2%	92,6%	91,2%	89,4%	95,0%
Hyundai	HPC-100HT-E	100	300-600	6	19.475 €	93,1%	95,5%	96,6%	96,7%	96,7%	96,7%	96,5%	96,3%	96,1%	95,8%	95,6%	96,7%
SPUTNIK	Solarmax 300 C	300	400-800	8	48.175 €	93,0%	96,0%	96,4%	96,3%	96,2%	96,1%	95,8%	95,5%	95,0%	94,7%	94,6%	96,3%

Tabla A.4.5. Inversores seleccionados para el análisis



UCA

Universidad  
de Cádiz

Facultad de Ciencias  
Decanato

Enología  
Ingeniería Química  
Matemáticas  
Química  
[www.uca.es/ciencias](http://www.uca.es/ciencias)  
Campus de Puerto Real

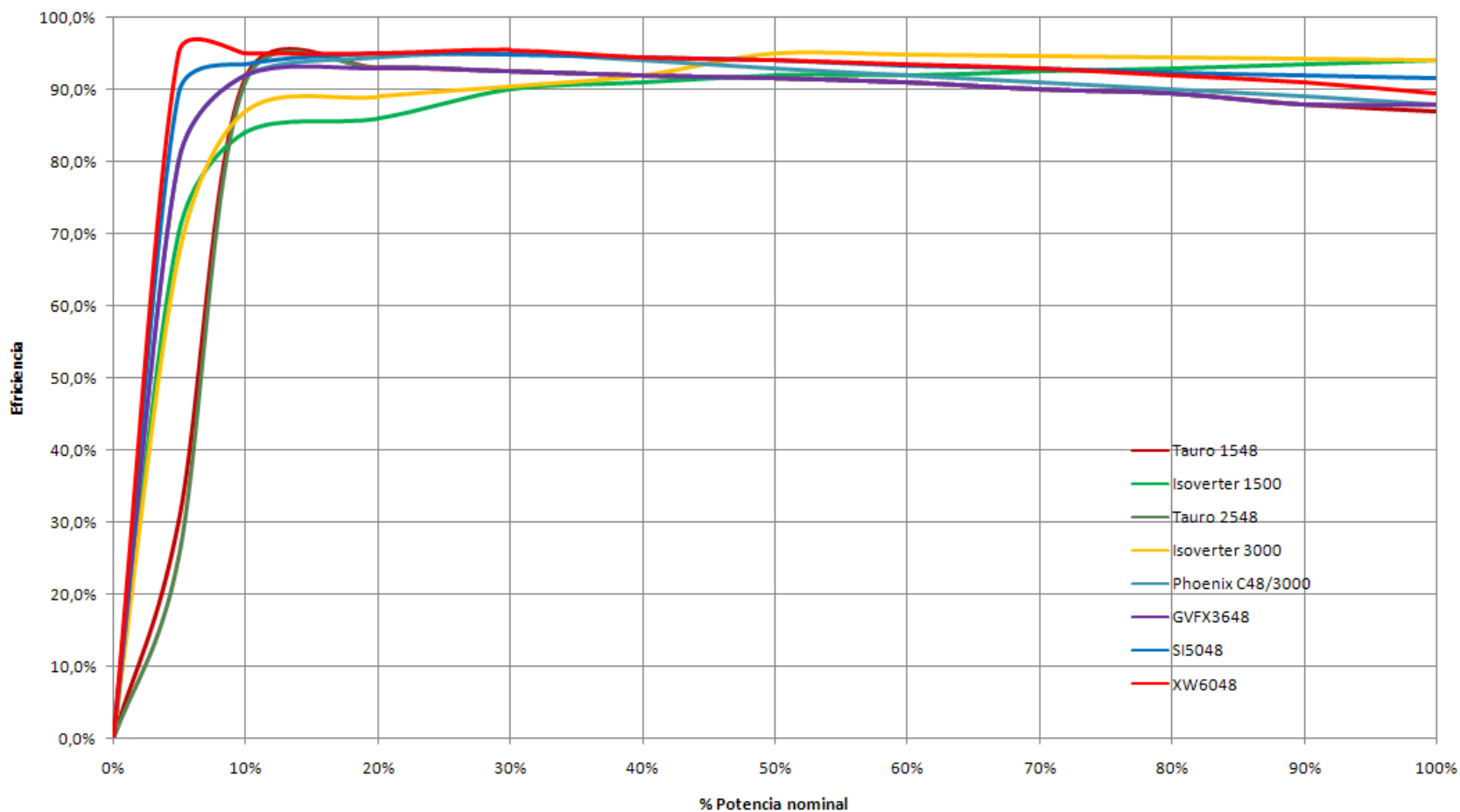


Figura A.4.24. Eficiencia frente a régimen de carga inversores 48 Vdc



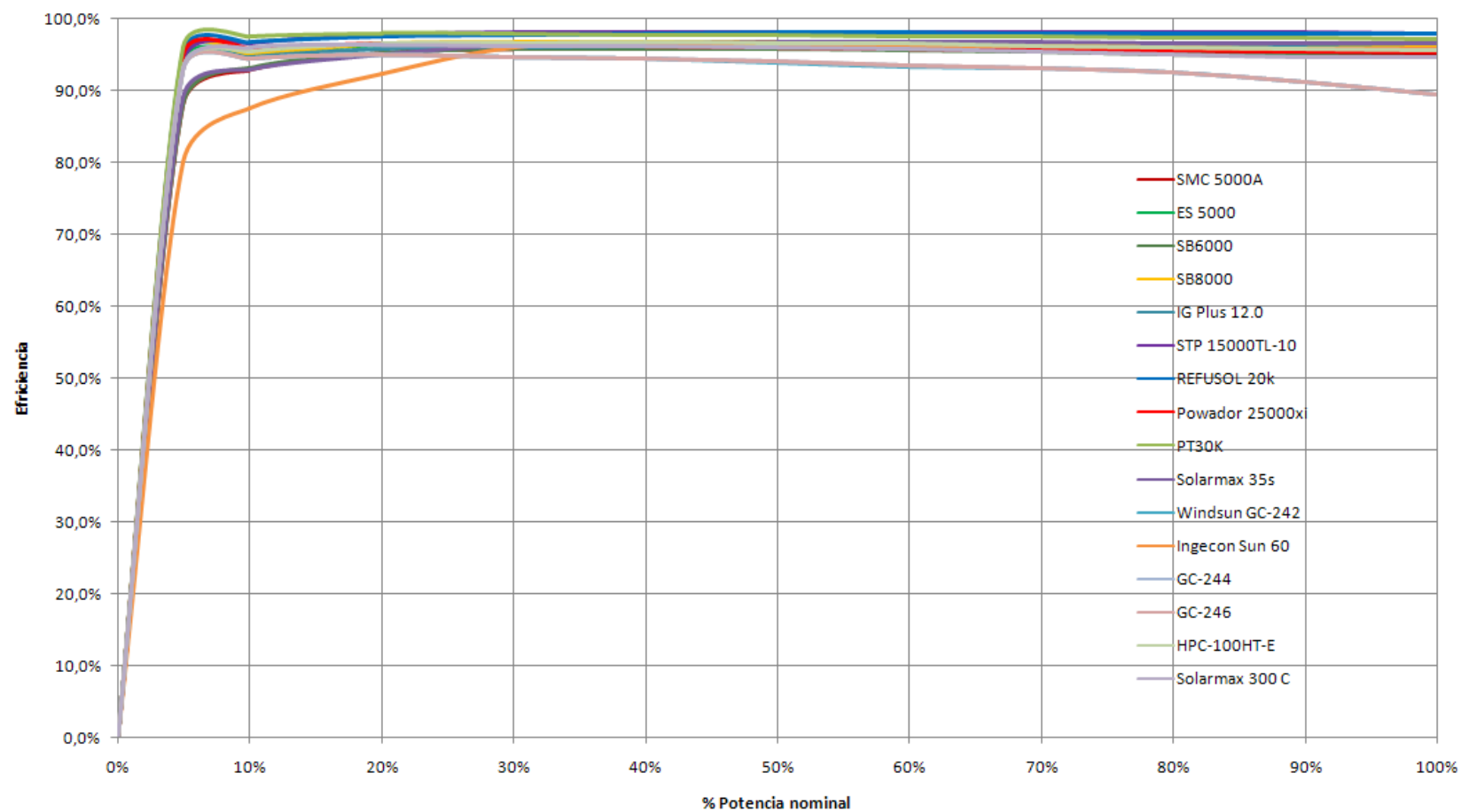


Figura A.4.25. Eficiencia frente a régimen de carga inversores MPPT

#### A.4.4. REGULADORES DE CARGA

Los reguladores de carga suponen generalmente una parte bastante pequeña del coste de una instalación, especialmente si no disponen de tecnología de seguimiento del punto de máxima potencia. Por ello, el estudio de las referencias existentes en el mercado no ha sido tan exhaustivo como en casos anteriores.

Además, el software de simulación sólo permite introducir los siguientes parámetros:

- Vida estimada (años): la mayor parte de los reguladores tienen una vida útil estimada en torno a 10 años.
- Parámetros  $Y_{reg}$  (€/A) y  $X_{reg}$  (€), correspondientes a la recta de costes en función de la intensidad del regulador

Se ha realizado un breve estudio de las principales referencias comerciales (Irepsol, Morningstar, Xantrex, Outback etc.), confirmando la linealidad de la relación entre intensidad regulada y precio para reguladores de 48 Vdc:

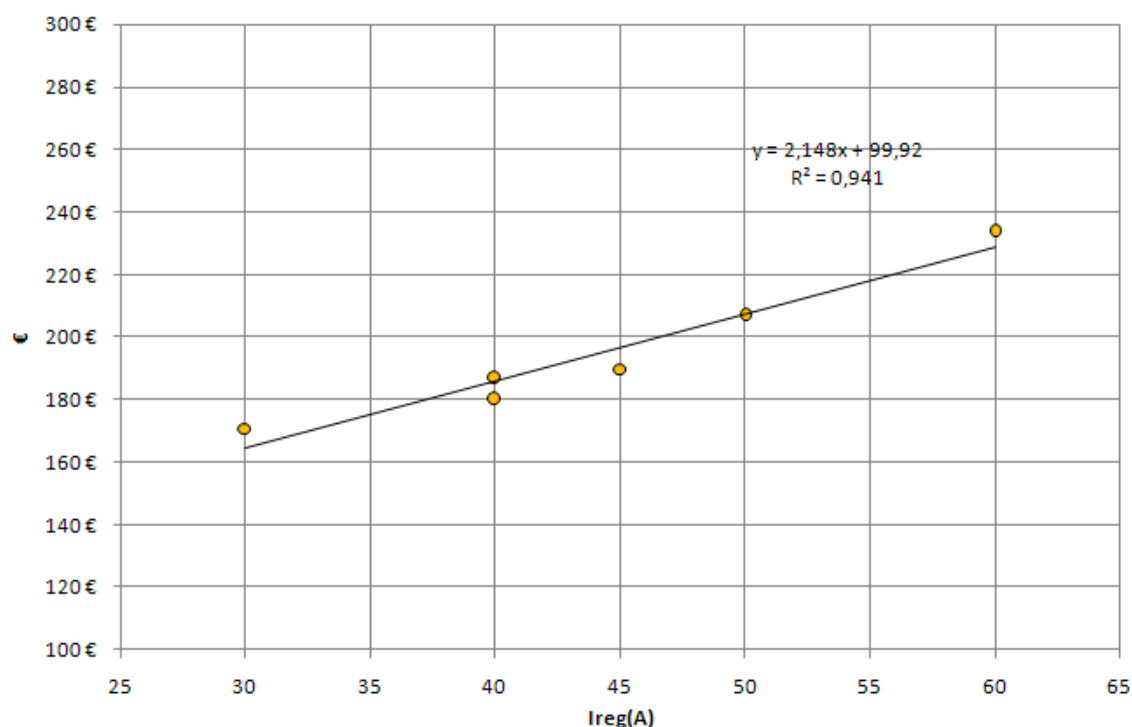


Figura A.4.26. Parámetros de regulador de carga

Por lo tanto, la recta de costes introducida en HOGA es la correspondiente a la recta de regresión mostrada en la figura.

#### A.4.5. PILAS DE COMBUSTIBLE

En la actualidad, la tecnología de las pilas de combustible está alcanzando la madurez comercial. No hay por tanto muchas opciones entre las que elegir, el rango de potencia es bastante limitado, y el 99% de las disponibles son tipo PEM (hay algunos generadores basados en pilas SOFC en el mercado, pero son los menos, y están destinados a aplicaciones de alta potencia con cogeneración, debido a la alta temperatura de trabajo de la pila). Los principales fabricantes de pilas de combustible con soluciones comerciales son:

- Andrew (hasta 8 kW)
- Axane (500 W a 5 kW)
- Ballard (300 W a 3 kW)
- BCS (1,4 kW)
- Cellkraft (1 a 16 kW)
- Electragen (2,5 a 5 kW)
- Fuelcel (300 kW y 1.400 kW)
- Heliocentris (4,5 a 16 kW)
- Hexis (1 kW)
- Horizon (500 W a 2 kW)
- Hydrogenics (4,5 a 100 kW)
- Nedstack (2 a 10 kW)
- Teledyne (1,4 a 2 kW)
- UTC Power (400 kW)

No obstante, resulta bastante complicado obtener directamente la información necesaria para alimentar el software de simulación, que para cada tipo de pila, requiere la potencia nominal de salida (kW), la vida estimada (h) (en la actualidad están entre 5.000 y 151000 h), la potencia mínima o carga mínima de funcionamiento recomendada por el fabricante (% de la nominal), los parámetros de la curva de consumo  $A_{FC}$ ,  $B_{FC}$  (kg/kWh), la potencia de máxima eficiencia  $P_{\max_{ef}}$  (% de la nominal) y el Factor Corrector de la eficiencia  $F_{ef}$ , el coste de adquisición (€) (en la actualidad el coste de adquisición en España está en torno a los 5000 €/kW, esperándose bajadas significativas) y los costes de operación y mantenimiento (€/h).

Algunos fabricantes proporcionan directamente la curva de potencia de salida en función de la eficiencia (expresada como % del poder calorífico inferior del hidrógeno gaseoso), aunque son los menos. En la figura A.4.27 se muestra un ejemplo de este tipo de curva para una pila de 80 kW. En el mejor de los casos, se puede disponer de la potencia nominal, la eficiencia máxima (definida respecto al PCI del  $H_2$ ), y el consumo máximo de hidrógeno.

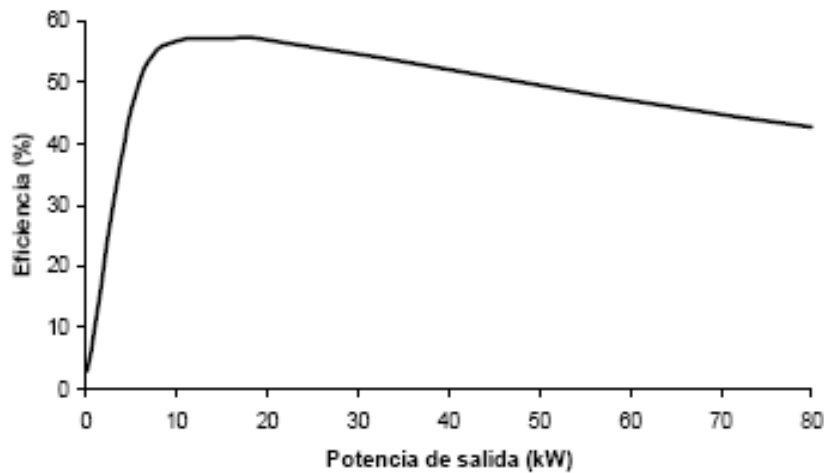


Figura A.4.27. Curva de eficiencia de pila de 80 kW

De esta manera, el consumo de hidrógeno de la mayor parte de las pilas comerciales, que se ajustan de manera aproximada a esa curva, se puede expresar de la siguiente manera:

Si  $P/P_{N\_FC} \leq P_{\max\_ef}(\%)$ :

$$Cons_{FC} = B_{FC} \cdot P_{N\_FC} + A_{FC} \cdot P$$

Si  $P/P_{N\_FC} > P_{\max\_ef}(\%)$ :

$$Cons_{FC} = B_{FC} \cdot P_{N\_FC} + A_{FC} \cdot P \cdot \left( 1 + F_{ef} \left( \frac{P}{P_{N\_FC}} - \frac{P_{\max\_ef}(\%)}{100} \right) \right)$$

donde

- $Cons_{FC}$  (kg/h) es el consumo de hidrógeno por hora cuando se está suministrando una potencia de salida  $P$  (kW)
- $P_{N\_FC}$  (kW) es la potencia nominal de la pila de combustible,
- $A_{FC}$  y  $B_{FC}$  (kg/kWh) son los coeficientes de la curva de consumo (similares a los del generador Diesel)
- $P_{\max\_ef}$  (% de la potencia nominal) es la potencia de máxima eficiencia (para valores superiores a dicha potencia se aplica el factor corrector  $F_{ef}$  de penalización del consumo para ajustar a las curvas reales de consumo y eficiencia de las pilas de combustible).

Las expresiones anteriores se pueden normalizar definiendo la eficiencia como:

$$\eta_{FC} = \frac{P}{Cons_{FC}}$$

De manera que:

$$\eta_{FC\%} = \frac{\eta_{FC}(\text{kWh}_{\text{salida}}/\text{kg})}{PCI_{H_2}(\text{kWh}/\text{kg})} \cdot 100 = \frac{100 \cdot P}{Cons_{FC} \cdot PCI_{H_2}}$$

Y sustituyendo:

Si  $P/P_{N\_FC} \leq P_{\text{max\_ef}}(\%)$ :

$$\eta_{FC\%} = \frac{100 \cdot P}{(B_{FC} \cdot P_{N\_FC} + A_{FC} \cdot P) \cdot PCI_{H_2}}$$

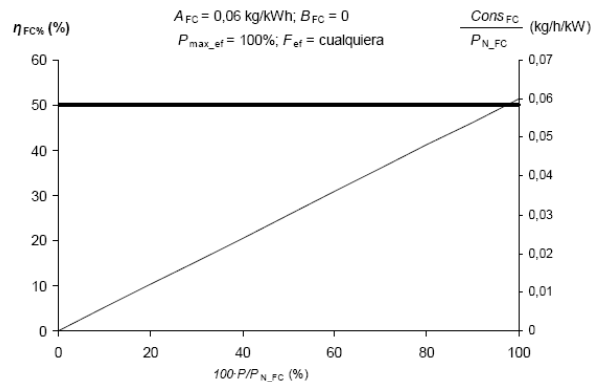
Si  $P/P_{N\_FC} > P_{\text{max\_ef}}(\%)$ :

$$\eta_{FC\%} = \frac{100 \cdot P}{\left( B_{FC} \cdot P_{N\_FC} + A_{FC} \cdot P \cdot \left( 1 + F_{\text{ef}} \left( \frac{P}{P_{N\_FC}} - \frac{P_{\text{max\_ef}}(\%)}{100} \right) \right) \right) \cdot PCI_{H_2}}$$

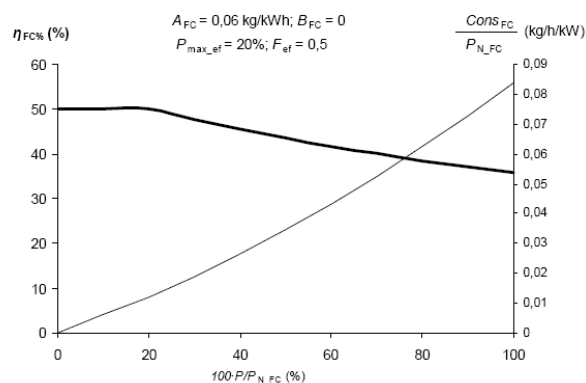
Estas expresiones son muy importantes, porque, ajustando adecuadamente los parámetros  $A_{fc}$ ,  $B_{fc}$ ,  $E_{ef}$  y  $P_{\text{max\_ef}}$ , describen de manera muy precisa el comportamiento de las pilas de combustibles reales, en particular, del consumo de  $H_2$  frente a la potencia eléctrica suministrada por la pila.

Hay que tener en cuenta que si  $P_{\text{max\_ef}}$  es un valor relativamente bajo puede que dicho valor no sea la potencia de máxima eficiencia sino que haya alguna potencia superior para la que la eficiencia sea la máxima.

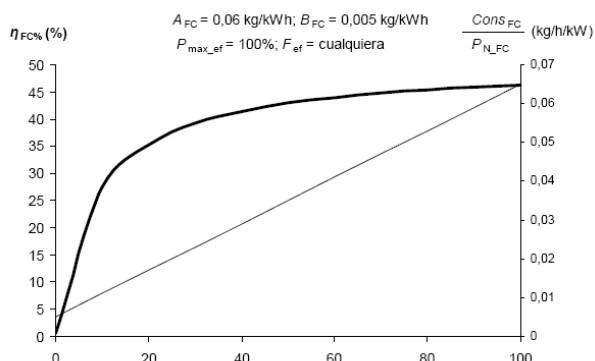
Evidentemente, los fabricantes no facilitan estos parámetros, y dependiendo de cómo se escojan, la curva de salida puede tener formas muy variadas. En la figura A.4.28 se ilustra el efecto de estos parámetros en la forma de la curva de salida (normalizada). Hay que inferir por tanto los mejores valores de estos parámetros a partir de los pocos datos que facilitan los fabricantes, teniendo en cuenta además que, a día de hoy, la eficiencia típica de las pilas de combustible PEM se sitúa entre el 35 y el 60% (hoy en día, el valor medio se encuentra más cerca del 50%).



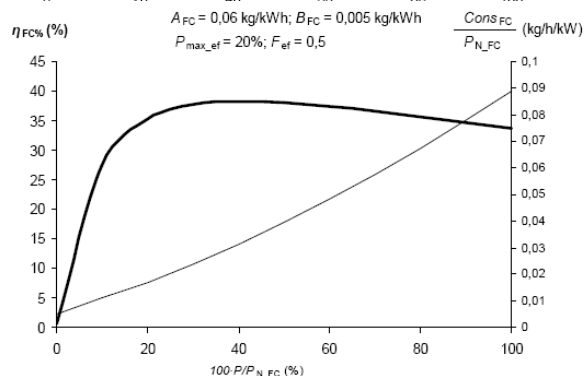
Para  $B_{FC} = 0$  y sin utilizar la corrección de penalización del consumo, obteniéndose la eficiencia constante. Estas curvas son significativamente distintas de las que corresponderían a la realidad.



Para  $B_{FC} = 0$  y utilizando la corrección de penalización del consumo ( $P_{\max\_ef} = 20\%$ ,  $F_{ef} = 0,5$ ). Para potencias altas las curvas son similares a las correspondientes a la realidad pero para potencias bajas la eficiencia obtenida es la máxima.



Se tiene en cuenta la pérdida de eficiencia a potencias bajas ( $B_{FC} = 0,005 \text{ kg/kWh}$ ) pero no la pérdida de eficiencia a potencias altas ( $P_{\max\_ef} = 100\%$ ,  $F_{ef} = \text{cualquiera}$ ). Para potencias altas las curvas difieren de las reales.



Se tiene en cuenta la pérdida de eficiencia a potencias bajas ( $B_{FC} = 0,005 \text{ kg/kWh}$ ) y la pérdida de eficiencia a potencias altas ( $P_{\max\_ef} = 20\%$ ,  $F_{ef} = 0,5$ ). Modificando los 4 parámetros se obtienen curvas muy similares a las reales.

Figura A.4.28. Curvas de eficiencia pila de combustible

A las dificultades anteriormente mencionadas para encontrar información (es una tecnología casi en fase de experimentación), hay que añadir que el mercado está muy segmentado. Existen bastantes más opciones para pilas de baja potencia, encaminadas a alimentar cargas pequeñas (por ejemplo, ordenadores portátiles). También hay bastantes dispositivos diseñados para alimentar estaciones remotas de telecomunicaciones, con potencias del orden de 2 a 5 kW, cuyo precio no obstante es muy superior por las necesidades de autonomía, control remoto etc.

A partir de estos elementos se produce un salto a sistemas basados en pilas de combustible diseñados para la generación de grandes cantidades de electricidad y que incluso incorporan unidades de reformado de gas natural. No obstante, de estos sistemas es muy difícil encontrar información técnica, y por supuesto, precio.

Analizando los datos disponibles en el mercado, se encuentran diferencias importantes entre modelos. Por ejemplo, para una pila de 2 kW de 3 fabricantes distintos (Nedstack, Cellkraft y Horizon), se obtienen consumos de hidrógeno notablemente distintos: entre 9 y 28 NI/min. Por lo tanto, las eficiencias con las que trabaja cada pila deben ser notablemente distintas.

En resumen, el ajuste de las curvas tiene un elevado grado de incertidumbre. Y cuando se analiza el precio, las diferencias siguen siendo igualmente significativas (hay órdenes de magnitud de diferencia). Hoy en día, el valor 5.000 €/kW es habitualmente empleado para sistemas alimentados directamente con hidrógeno (para sistemas con cogeneración y alimentados por gas natural, la relación disminuye notablemente, hasta unos 2.000 €/kW). En muchos casos, y dado que los procesos de fabricación aún no están seriados, el precio depende del número de unidades adquiridas de manera muy importante. Por ejemplo, Cellkraft, para su modelo S-2000 (2 Kw), reduce el precio a casi  $\frac{1}{4}$  al hacer un pedido de 30 unidades frente a un pedido de 1 sola unidad.

Para analizar la viabilidad del empleo de pilas de combustible, se han definido una serie de pilas “virtuales” (en el sentido de que no se corresponden fielmente con ningún elemento comercial disponible), con un coste repartido proporcionalmente entre 5.000 €/kW para 1 kW, y 2.000 €/kW para 150 kW.

La potencia de máxima eficiencia se ha mantenido constante (20%). en el entorno del 50% para un 20% de la potencia nominal, que son los valores más habitualmente reflejados en las distintas hojas de características técnicas consultadas).

Los parámetros de consumo  $A_{fc}$  y  $B_{fc}$  y  $E_{ef}$  se han dividido en dos familias:

- Baja potencia (1,2 kW):  $A_{fc}=0,06$ ;  $B_{fc}=0,0005$ ;  $E_{ef}=0,2$ . En este tipo de pilas, las curvas adoptan formas más planas, con apenas caída de la eficiencia a potencias cercanas a la nominal.
- Alta potencia (más de 80 kW):  $A_{fc}=0,045$  y  $B_{fc}=0,001$  ;  $E_{ef}=0,6$ . En esta familia, la eficiencia a alta potencia tiene una reducción apreciable.



A continuación, se incluyen las curvas características para una misma potencia empleando las dos familias de parámetros, a fin de ilustrar las diferencias:

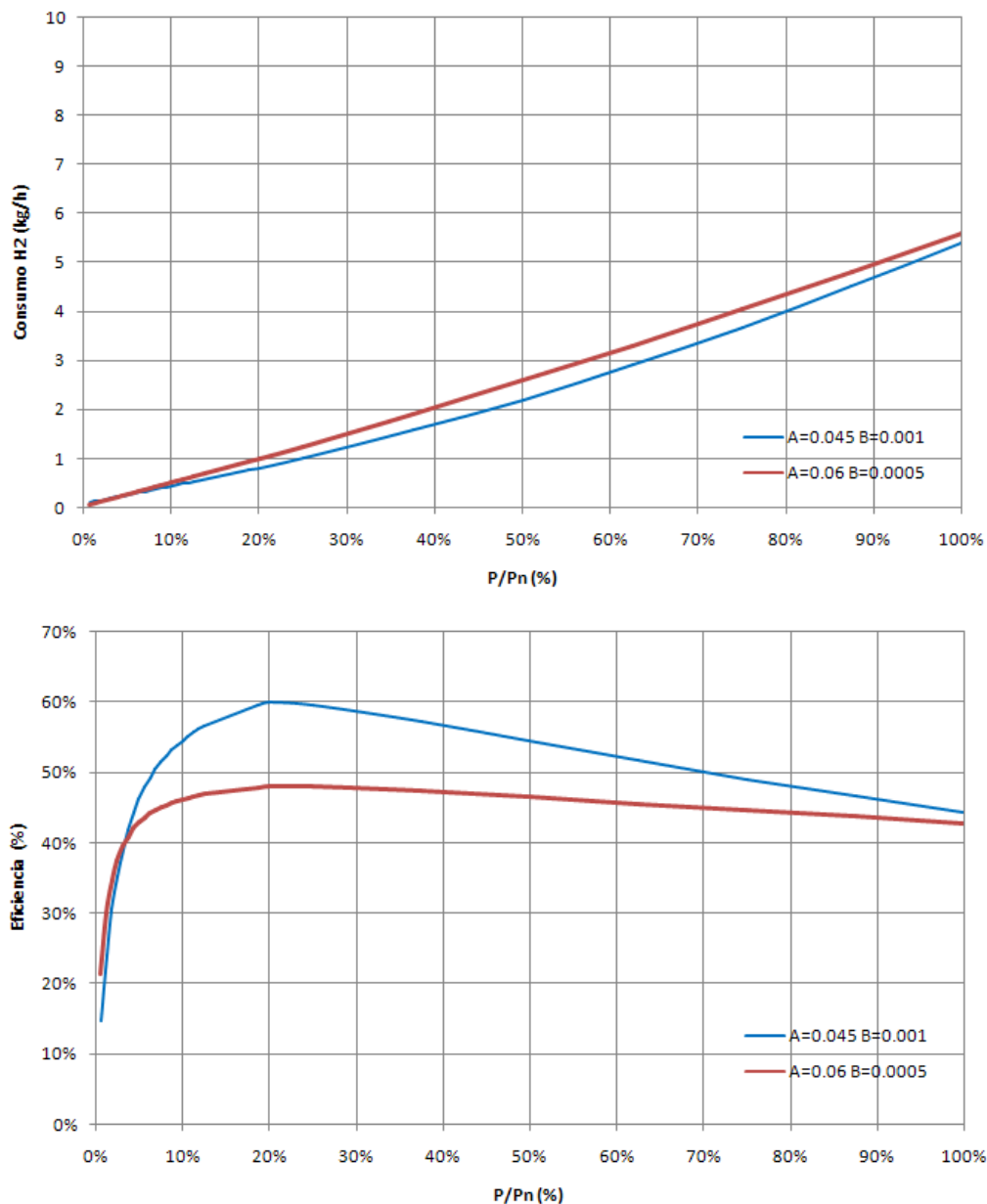


Figura A.4.29. Comparación curvas dos familias para  $P_n=80$  kW

Básicamente, los parámetros de la familia de alta potencia dan una mayor eficiencia, para un consumo ligeramente inferior, y desplazan el punto de máxima eficiencia a regímenes de funcionamiento superiores, como suele ser habitual en casi cualquier elemento generador de energía: a mayor potencia, menor consumo específico y mayor rendimiento.

Para no considerar únicamente los dos casos extremos, los valores de los parámetros A, B y  $E_{ef}$  se han interpolado para potencias comprendidas entre 1,2 y 80 kW, y se han extrapolado para potencias superiores a 80 kW. Similar consideración se ha tenido en cuenta para el precio (5.000 € para 1,2 kW, y 2.000 € para 80 kW), y para el coste de operación y mantenimiento.

Así, las pilas genéricas consideradas son (se han eliminado las de baja potencia, inferior a 10 kW, en base a los resultados de simulaciones previas simplificadas):

	Potencia (kW)	Coste (€)	Op.y mtto (€/h)	Vida (horas)	$A_{FC}$ (kg/kWh)	$B_{FC}$ (kg/kWh)	$P_{max,ef}$ (%)	$F_{ef}$	Carga mín (%)
1	20	92.416	0,193	15.000	0,05642	0,000612	10	0,293	5
2	40	168.704	0,293	15.000	0,05262	0,000732	10	0,393	5
3	80	252.896	0,5	15.000	0,04500	0,001000	20	0,600	5
4	120	287.576	0,693	15.000	0,03742	0,001212	20	0,793	5
5	150	300.000	0,843	15.000	0,03172	0,001392	20	0,943	5

Tabla A.4.6. Pilas de combustible introducidas en el análisis

Cabe destacar nuevamente la tremenda heterogeneidad en el precio de cada kW de potencia para pilas de combustible, ya que depende enormemente del fabricante, de la aplicación, del segmento de mercado considerado, del rango de potencia etc. Diversas fuentes consultadas indican que en el coste de las pilas hay diferencias de un orden de magnitud, para una misma potencia y tecnología, entre distintos fabricantes. No obstante, los datos empleados están en la tendencia prevista para el mercado y en la hoja de ruta de la Unión Europea para el desarrollo de la economía del hidrógeno, y por lo tanto, se pueden considerar indicativos y útiles para analizar la viabilidad, a día de hoy, de esta fuente de energía

Al igual que en el resto de elementos, se debe definir la inflación anual esperada del coste de adquisición (para cuando haya que reponer la pila) así como el límite de la inflación acumulada (una vez alcanzado ese límite, a partir de entonces el precio de la pila se incrementará anualmente según la inflación general). Sí son de esperar importantes reducciones en el precio de las pilas de combustible, por lo que estos parámetros se fijarán en -15% y -60%.

## A.4.6. ELECTROLIZADORES

El mercado de electrolizadores está más maduro que el de las pilas de combustible. Existe una mayor variedad de soluciones comerciales, adaptadas a cada necesidad de consumo (desde pequeñas instalaciones de laboratorio hasta grandes electrolizadores para re-vendedores del H<sub>2</sub> producido).

A continuación se muestran clasificados en 3 rangos de potencia, las principales referencias comerciales existentes en el mercado actual (que es claramente inferior al de, por ejemplo, paneles fotovoltaicos o baterías, dado lo incipiente de esta tecnología).

Fabricante	Tecnología	kg/día	Presión (bar)	Pot.(kW)	Pureza H <sub>2</sub>	kWh/Kg
Hydrofiller 15	Alcalino unipolar	0,9	600	2	99,7%	56,4
Hogen 20	Polimérico	1	13,8	3	99,999%	62,3
Hogen 40	Polimérico	2	13,8	6	99,999%	62,3
Hydrofiller 50	Alcalino unipolar	3	600	7	99,7%	59,3
Teledyne HM-50	Alcalino bipolar	6	7	17	99,998%	63,4

Tabla A.4.7. Electrolizadores comerciales de baja potencia

Fabricante	Tecnología	kg/día	Presión (bar)	Pot.(kW)	Pureza H <sub>2</sub>	kWh/Kg
Teledyne HM-150	Alcalino bipolar	18	7	48	99,999%	63,4
HOGEN 380	Polimérico	22	13,8	63	99,999%	70,1
Norsk HPE 10	Alcalino bipolar	22	16	48	99,8%	53,4
Teledyne HM- 200	Alcalino bipolar	24	7	59	99,999%	59
Norsk HPE 12	Alcalino bipolar	26	16	58	99,8%	53,4

Tabla A.4.8. Electrolizadores comerciales de media potencia

Fabricante	Tecnología	kg/día	Presión (bar)	Pot.(kW)	Pureza H <sub>2</sub>	kWh/Kg
Norsk HPE 20	Alcalino bipolar	43	16	90	99,8%	53,4
Norsk HPE 20	Alcalino bipolar	52	16	115	99,8%	53,4
Teledyne EC-500	Alcalino bipolar	60	7	157	99,999%	62,3
Norsk HPE 16	Alcalino bipolar	35	16	77	99,8%	53,4

Tabla A.4.9. Electrolizadores comerciales de alta potencia

A la vista de las tablas se puede concluir que los electrolizadores más grandes se sitúan en el rango de los cientos de kilovatios, muy alejados un tamaño típico de una central de generación de electricidad, la cual está por encima de los megavatios. Y la segunda conclusión, proviene de la aplicación de los electrolizadores poliméricos a pequeños nichos, mientras que los más ampliamente utilizados son los alcalinos de tecnología bipolar.

En HOGA es necesario definir, para cada tipo de electrolizador, la potencia nominal de consumo eléctrico (kW), la vida estimada (horas o años, normalmente suelen considerarse 10 años), la potencia mínima o carga mínima de funcionamiento recomendada por el fabricante (% de la nominal), los parámetros de la recta de consumo  $A_E$  y  $B_E$  (kW/kg/h), el coste de adquisición (€) (en la actualidad los costes de adquisición están en torno a 6000 €/kW), y los costes de operación y mantenimiento (€/h o €/año). La eficiencia del electrolizador (%) debe incluir las pérdidas en el almacenamiento del hidrógeno en el tanque.

Nuevamente, se debe definir la inflación anual esperada del coste de adquisición del electrolizador (para cuando haya que reponerlos) así como el límite de la inflación acumulada. Sí son de esperar importantes reducciones en el precio de los electrolizadores, por lo que estos parámetros se fijarán en -10% y -40%.

En lo relativo a la modelización de la producción de hidrógeno en función de la potencia de entrada al electrolizador, el programa sigue la misma metodología que para los generadores y las pilas de combustible:

$$Cons_E = B_E \cdot Q_{N_E} + A_E \cdot Q$$

donde:

- $Cons_E$ (kW) es la potencia eléctrica consumida por el electrolizador cuando se está suministrando un caudal másico de hidrógeno  $Q$  (kg/h)
- $Q_{N_E}$  (kg/h) es el caudal másico nominal que puede suministrar el electrolizador
- $A_E$  y  $B_E$  (kW/kg/h) son los coeficientes de la recta de consumo.

En función de los valores de  $A_E$  y  $B_E$  las curvas de consumo y eficiencia tienen una forma u otra. La siguiente figura representa el ensayo de potencia eléctrica consumida por unidad de caudal generado (kW/Nm<sup>3</sup>/h) para un electrolizador de 3 kW. El consumo específico no es constante sino que para caudales bajos dicho consumo se eleva enormemente (es decir, disminuye la eficiencia).

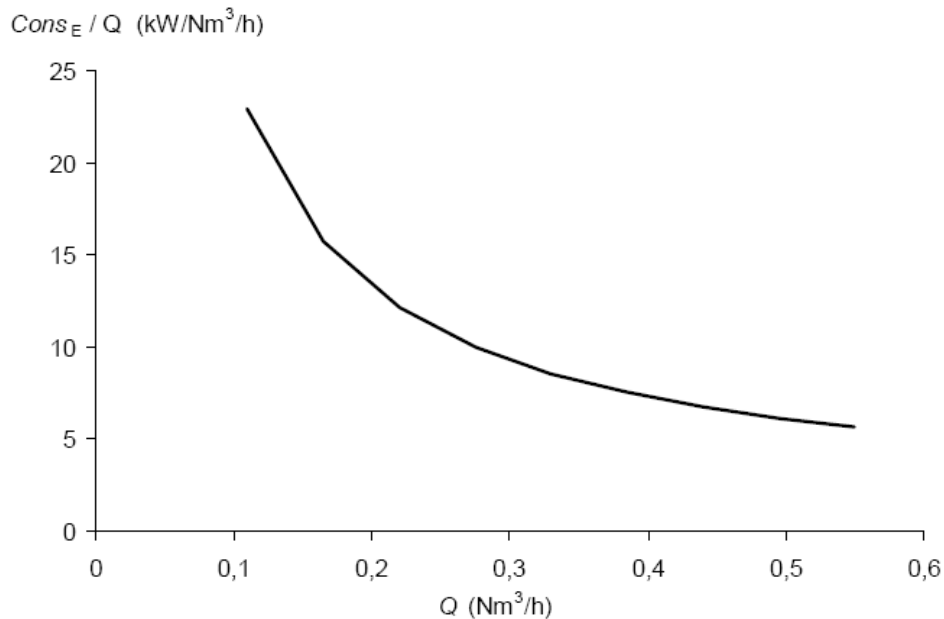


Figura A.4.29. Curva de consumo de electrolizador de 3 kW

En la figura A.4.30 se muestran las curvas de consumo y eficiencia para el caso de  $A_E=15$  kW/kg/h y  $B_E=48$  kW/kg/h, valores que representan de forma bastante aproximada al electrolizador de 3 kW anterior (ensayado por la Fundación para el desarrollo de las tecnologías del Hidrógeno de Aragón en 2005).

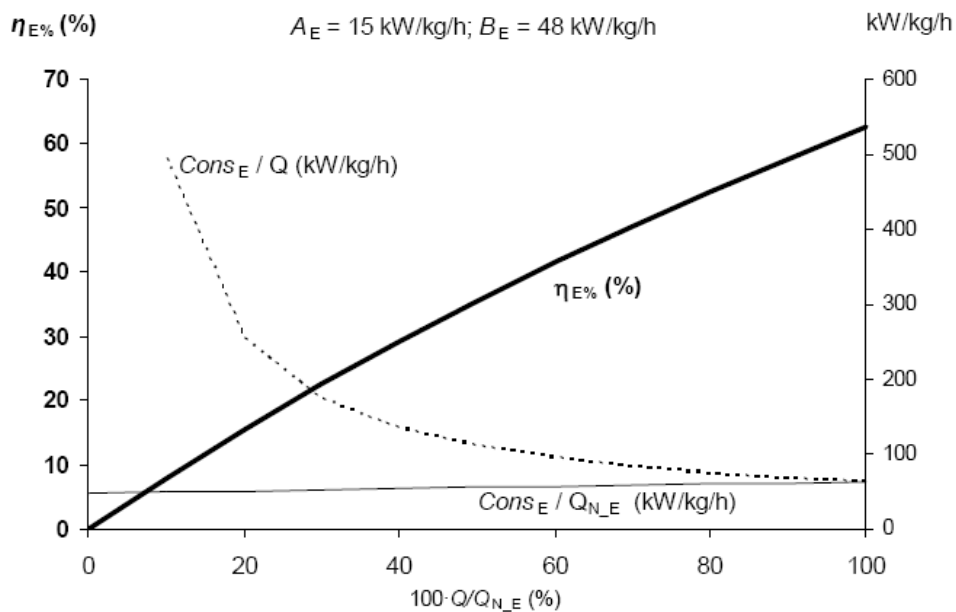


Figura A.4.30. Curva de modelizado de electrolizador de 3 kW

Del mismo modo, en la figuras A.4.31 se representan las curvas para otros dos electrolizadores reales.

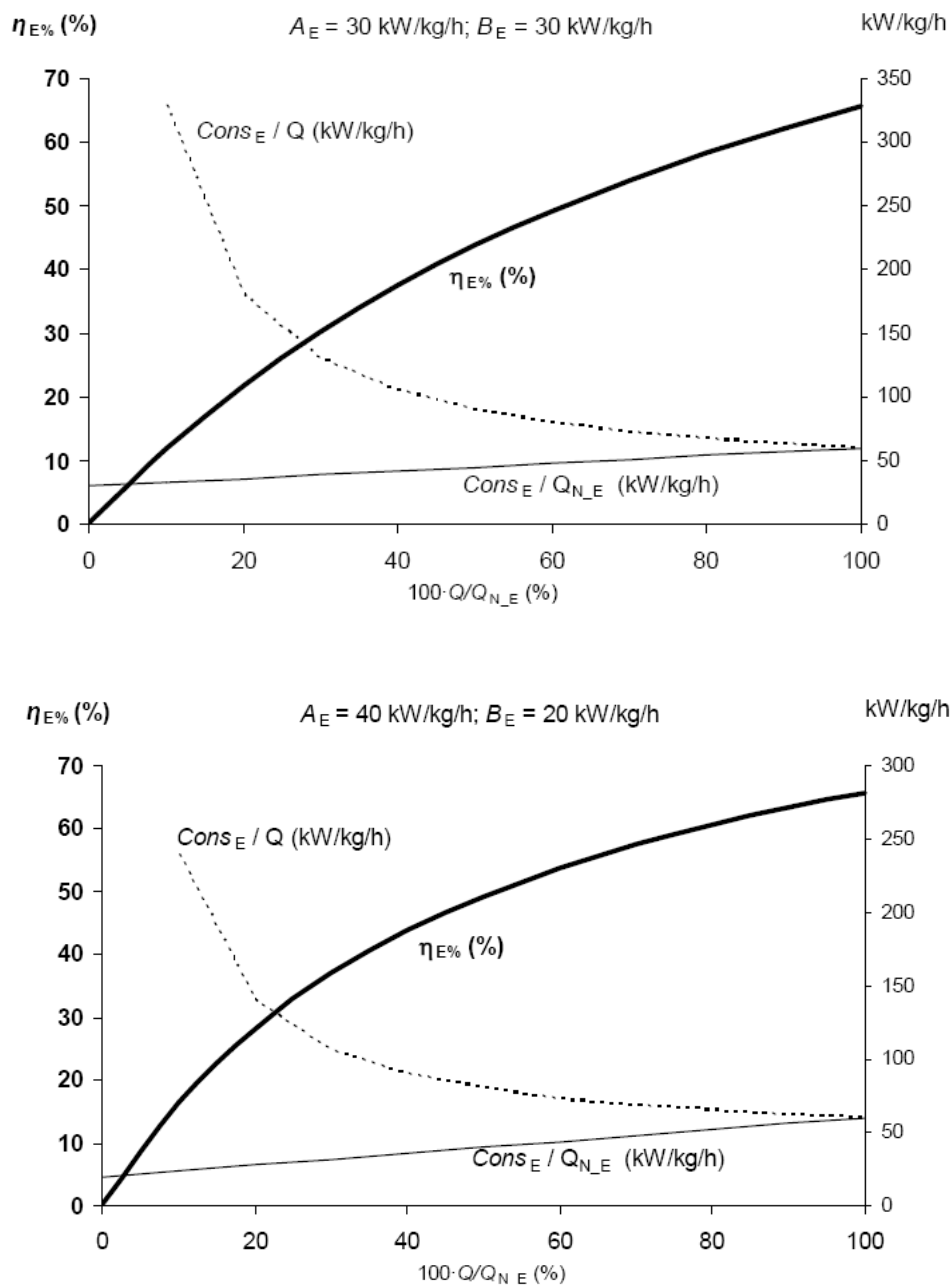


Figura A.4.30. Curva de modelizado de electrolizadores

Al igual que ocurría en el caso de las pilas de combustible, los fabricantes no proporcionan información comercial suficiente para la obtención de los parámetros necesarios en el modelo. Por ello, se han empleado los datos disponibles recogidos en las tablas A.4.7 a A.4.9 para ajustar los parámetros de las curvas de consumo, de manera que reproduzcan fielmente potencia requerida y caudal másico de producción de hidrógeno; este ajuste se ha realizado teniendo como marco de referencia otros datos encontrados en el estudio bibliográfico realizado (principalmente, manual de usuario del software HOGA, y publicaciones de los desarrolladores del citado software, Rodolfo Rufo y José Luis Bernal, de la Universidad de Zaragoza):

	Potencia (kW)	Coste (€)	Op.y mtto (€/h)	Vida (años)	A <sub>FC</sub> (kg/kWh)	B <sub>FC</sub> (kg/kWh)	P <sub>min</sub> (%)
1	7	270.000	20	10	12	45	10
2	63	359.100	40	10	21	38	10
3	90	500.400	55	10	15	25	10
4	157	847.800	75	10	15	48	10

Tabla A.4.10. Electrolizadores introducidos en el análisis

## A.4.7. DEPÓSITO DE HIDRÓGENO

El almacenamiento de hidrógeno puede efectuarse en estado gaseoso (en general a altas presiones), en estado líquido (a muy bajas temperaturas, 21,2 K), en estado sólido en forma de hidruros metálicos (a presiones bajas) o en nanoestructuras de carbono. Según la aplicación de que se trate, cada una de las distintas formas de almacenamiento será más o menos conveniente.

En apartados anteriores de la memoria se han descrito las principales maneras de almacenar hidrógeno. Básicamente:

- Almacenamiento como gas: la baja densidad del hidrógeno es una desventaja, ya que hace que se almacene menos energía por unidad de volumen que con otros gases comprimidos. Debido a esto el almacenamiento requerirá grandes volúmenes y altas presiones. En algunas aplicaciones de almacenamiento a alta presión se superan los 200 kg/cm<sup>2</sup>, siendo necesario el uso de depósitos muy pesados y voluminosos.
- Almacenamiento como líquido criogénico: debido al bajo punto de ebullición del hidrógeno (21,2 K), se requieren recipientes criogénicos para mantener la temperatura en un valor muy bajo. Tiene la ventaja de que puede almacenarse energía con alta densidad y que el peso del contenedor es menor para igual cantidad de energía almacenada que en los otros métodos. Pero las bajas temperaturas requeridas traen consigo problemas de seguridad, además del hecho



de que en la licuefacción se consume una alta fracción de la energía almacenada (del orden del 30%). Además, el coste de una unidad de licuefacción es bastante elevado. En las aplicaciones donde el peso es el factor más importante (como el caso de las aplicaciones aeroespaciales), esta es la forma más conveniente de almacenamiento del hidrógeno.

- Almacenamiento en combinación química (hidruros metálicos): Es el almacenamiento en las llamadas balas de hidruros. Numerosos metales de transición, y sus aleaciones, pueden ser utilizados para almacenar hidrógeno en forma de hidruros metálicos. Estos hidruros se forman por reacción con hidrógeno, siendo éste absorbido en la estructura metálica y pudiendo devolverse gracias a pequeñas variaciones de presión.

La capacidad de absorción suele ser superior a  $0,16 \text{ Nm}^3$  de hidrógeno por kg de material absorbente. Bajo adecuadas condiciones de temperatura y presión esta reacción es reversible, por lo que una masa metálica puede ser cargada y descargada un número muy elevado de veces, pudiendo utilizarse como un tanque para el almacenamiento sólido del hidrógeno.

Esta forma de almacenamiento tiene la ventaja de que se requieren bajas presiones y que estos sistemas son muy seguros, pues en caso de producirse una pérdida brusca de hidrógeno el sistema reaccionará inhibiendo la producción de más gas. La desventaja de esta forma de almacenamiento es el elevado peso del sistema de almacenamiento como consecuencia de los bajos niveles de retención de hidrógeno que se consiguen ( $<2\%$  a temperaturas inferiores a  $423 \text{ K}$ ). Esto impide la utilización de este método en el caso de la aeronavegación.

El almacenamiento del hidrógeno como hidruros es especialmente útil y conveniente en el caso de pequeños sistemas energéticos aislados, como viviendas en zonas rurales donde la electricidad puede generarse a partir de las energías eólica, solar, microcentrales hidroeléctricas o sistemas híbridos.

- Almacenamiento en sólidos porosos (nanoestructuras de carbono). El almacenamiento de hidrógeno mediante adsorción en un sólido poroso está todavía en fase experimental. Tiene la ventaja de ser una forma segura y sencilla de manejar el hidrógeno, reduciéndose drásticamente la presión necesaria para su almacenamiento.

El software de simulación necesita la vida estimada (años), la capacidad másica máxima permitida (kg de  $\text{H}_2$ ), el coste específico del depósito (€/kg de  $\text{H}_2$  de capacidad; en la actualidad las balas de hidruros tienen un coste de unos  $5000 \text{ €/kg}$ , mientras que los tanques de almacenamiento como gas a presión están en torno a los  $1000 \text{ €/kg}$ ), y los costes de operación y mantenimiento anuales (€/año).

Se ha elegido emplear un depósito de hidrógeno a presión, frente a las llamadas balas de hidruros, por el factor coste, y porque en esta aplicación, ni el espacio ni el precio suponen problemas. Por lo tanto, los parámetros introducidos en HOGA son:

Coste (€/kg)	Capacidad máxima (kg)	Operación y mtto. (€/año)	Vida (años)
1.000	10.000	200	25

Tabla A.4.11. Características depósito de hidrógeno

De la manera habitual, se debe definir la inflación anual esperada del coste de adquisición del depósito (aunque en este caso la vida útil coincide con el período de estudio) así como el límite de la inflación acumulada. Dado que no se esperan grandes variaciones ni a largo ni a corto plazo en el precio de los depósitos, estos parámetros económicos se fijan en -5% (reducción de precio) y en -20%.

#### A.4.8. GRUPO ELECTRÓGENO

HOGA emplea un modelo de consumo de gasoil simplificado, en relación lineal con la potencia de salida, análogo al de las pilas de combustible y electrolizadores:

$$\text{Consumo (l/h)} = P_n(\text{kW}) \cdot B + P(\text{kW}) \cdot A$$

donde

- $P_n$  es la potencia nominal (en este modelo se emplea la potencia activa)
- $P$  la potencia instantánea
- $A$  y  $B$  (l/h/kW) son los coeficientes del modelo empleado por HOGA, que ajusta la recta de consumo. El coeficiente  $B$  representa el escalón inicial (consumo específico para potencia 0, a ralentí) y el  $A$  representa la pendiente de la recta de consumo.

Los valores típicos propuestos por los creadores del modelo que emplea HOGA (Skarstein and Ullen, 1989) son  $A = 0,246$  l/h/kW y  $B = 0,085$  l/h/kW. Según la literatura consultada, estos valores son algo pesimistas, ya que la mayoría de los generadores (sobre todo los de potencias elevadas) presentan mayores eficiencias que las obtenidas con este modelo.

HOGA no tiene en cuenta el consumo extra que se produce en el arranque de un motor térmico (cada arranque es equivalente a un tiempo de funcionamiento de entre 1 y 4 minutos a plena carga). No obstante, dado que HOGA realiza los cálculos en intervalos de 1 h, este aspecto no es relevante.

HOGA necesita que se defina, para cada tipo de generador, la potencia aparente nominal (VA), la vida estimada (suele ser entre 7000 y 20000 h), la potencia mínima de funcionamiento recomendada por el fabricante (% de la nominal), el tipo de combustible, el precio del combustible, la inflación anual esperada del combustible, los parámetros de la recta de consumo  $A$  y  $B$  (l/kWh), las emisiones de  $\text{CO}_2$  por cada unidad de combustible, el coste de adquisición (€) (el coste actual está en torno a los 300 €/kVA) y los costes de operación y mantenimiento (€/h), que incluyen los cambios de aceite, revisiones, etc., presentando mayores costes de mantenimiento por unidad de potencia los generadores pequeños.

Dadas las características de la instalación (posibilidad de compra a red), es poco probable que se vaya a hacer uso del generador diesel, ya que su operación siempre es más costosa que compra energía a la red, y además, contamina mucho más. Por ello, se emplean los generadores de que dispone el software por defecto, y que se ajustan a los parámetros genéricos anteriormente indicados.

En lo relativo al coste de operación y mantenimiento, así como de adquisición, se ha realizado una breve recopilación de los principales productos de los siguientes fabricantes de grupos electrógenos diesel, optando siempre por generadores no insonorizados:

- Taigüer
- Retto
- Kippor
- Ayerbe
- Pramac

En la figura A.4.31 se muestra la relación precio potencia de los generadores analizados. Como promedio, un valor de 250 €/kVA es aceptable, aunque como es habitual, la relación disminuye a medida que aumenta la potencia. En cuanto al coste de operación, el promedio se sitúa en 0,567 €/h, con valores del orden de 0,15 para potencias bajas, y 1,6 para potencias altas.

En la tabla A.4.12 se muestran los detalles de los generadores introducidos en HOGA. No se ha introducido gran número de referencias ya que, en base a simulaciones preliminares, y como el sentido común dicta, siempre será más rentable comprar energía a red que operar un grupo electrógeno. Es decir, se realiza la simulación completa a título ilustrativo para confirmar el resultado de las pre-simulaciones.

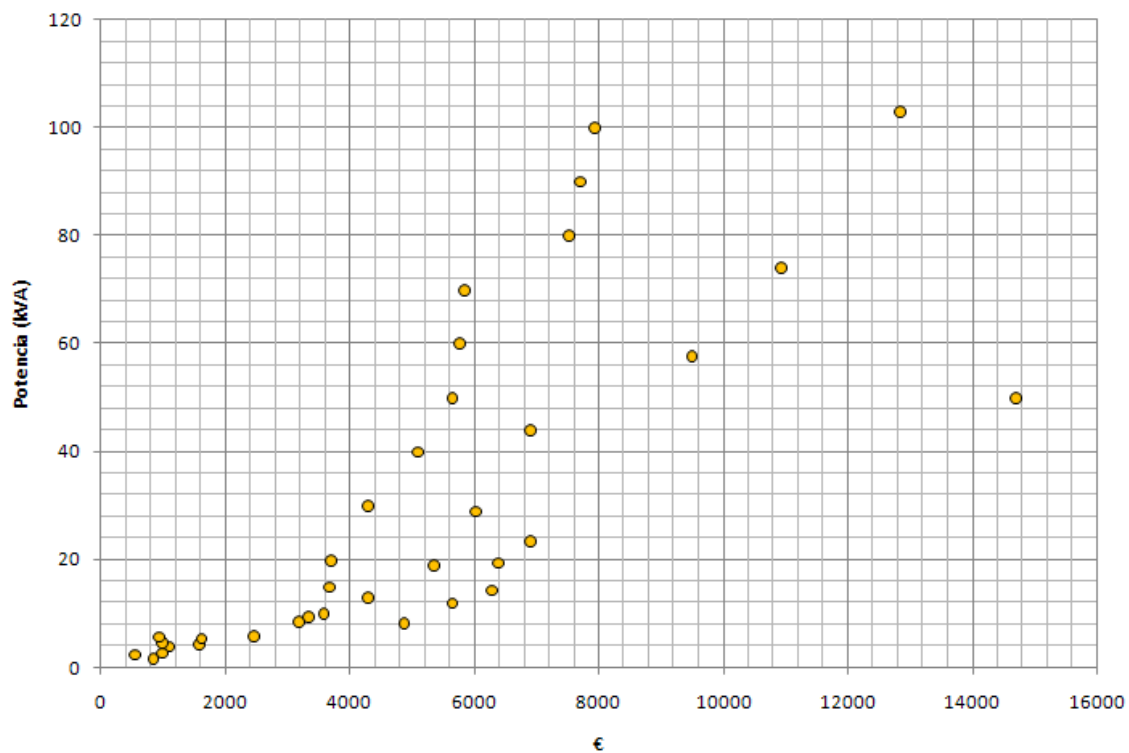


Figura A.4.31. Relación precio-potencia generadores diesel

Potencia (kVA)	Coste (€)	Op.y mtto (€/h)	Vida (horas)	Pot.min (%Pn)	Coste Gasoil (€/l)	Inflación gasoil (anual)	CO <sub>2</sub> (kg/l)	A (l/kWh)	B (l/kWh)
5	2.500	0,22	10.000	30%	1,25	10%	2,65	0,246	0,085
15	3.680	0,33	10.000	30%	1,25	10%	2,65	0,246	0,085
30	4.300	0,54	12.000	30%	1,25	10%	2,65	0,246	0,085
50	5.770	0,81	15.000	30%	1,25	10%	2,65	0,21	0,065
100	9.530	1,72	20.000	30%	1,25	10%	2,65	0,18	0,05

Tabla A.4.12. Generadores AC empleados en el análisis

## A.5. BIBLIOGRAFÍA

### A.5.1. LIBROS

- HIDRÓGENO Y PILAS DE COMBUSTIBLE: ESTADO DE LA TÉCNICA Y POSIBILIDADES EN ARAGÓN. Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías de Hidrógeno en Aragón. Zaragoza, 2005.
- ATLAS CLIMÁTICO DE ARAGÓN. Gobierno de Aragón, Departamento de Medio Ambiente. Zaragoza, 2007.
- ATLAS DE RADIACIÓN SOLAR EN ARAGÓN. Gobierno de Aragón, Departamento de Industria, Comercio y Turismo. Colección Datos Energéticos de Aragón. Zaragoza, 1995.
- ENERGÍA SOLAR Y DATOS CLIMÁTICOS EN ARAGÓN. Gobierno de Aragón, Departamento de Industria, Comercio y Turismo. Zaragoza, 2008.
- ENERGÍA PARA EL FUTURO: FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES: Libro Blanco para una Estrategia y un Plan de Acción Comunitarios. COM (97)599 final, de 26/11/1997.
- ENERGY UNLIMITED. Reinout Vader. Victron Energy, 2007.
- ESTRATEGIA EUROPEA PARA UNA ENERGÍA SOSTENIBLE, COMPETITIVA Y SEGURA. Libro Verde COM (2006).
- FUNDAMENTOS, DIMENSIONADO Y APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. ACUMULADORES DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. VOLUMEN I. Vela N. Ed. CIEMAT. 2006.
- FUNDAMENTOS, DIMENSIONADO Y APLICACIONES DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. DIMENSIONADO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AUTÓNOMOS. VOLUMEN II. Aguilera J., Hontoria L. Ed. CIEMAT. 2004.
- HANDBOOK OF SECONDARY STORAGE BATTERIES AND CHARGE REGULATORS IN PHOTOVOLTAIC SYSTEMS. Exide Management and Technology Company, 2002.
- HIDRÓGENO Y PILAS DE COMBUSTIBLE. ESTUDIO DE PROSPECTIVA. Fundación OPTI, CIEMAT e INASMET/TECNALIA. 2006.
- INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS. Manual para uso de instaladores, fabricantes, proyectistas y arquitectos, instituciones de enseñanza y de investigación. Junta de Andalucía. Consejería de Empleo y Desarrollo Tecnológico. 2004.
- MANUALES SOBRE ENERGÍA RENOVABLE. SOLAR FOTOVOLTAICA. Fundación FOCER (Fomento de la Capacidad en Energía Renovable para América Central). 2002

## A.5.2. DOCUMENTOS

- DOCUMENTO «ACUMULADORES DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA». Vicente Muñoz. Grupo de investigación IDEA. Universidad de Jaén.
- EL APOYO A LA ELECTRICIDAD GENERADA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES. COM (2005) 627 FINAL. 2007.
- DOCUMENTO «ENERGÍAS RENOVABLES EN ARAGÓN». Consejo Aragonés de ámaras Oficiales de Comercio e Industria, Confederación de Empresarios de Aragón y Caja de Ahorros de la Inmaculada, 2008.
- EMISIONES DE CICLO DE VIDA DE LAS TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN CON RENOVABLES. AIE (Agencia Internacional de la Energía). 1998.
- EMISIONES DE CICLO DE VIDA DE LAS TECNOLOGÍAS DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA EN ESPAÑA. CIEMAT. 1998.
- ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA GENERAL. Agencia Andaluz de la Energía. Consejería de innovación, ciencia y empresa.
- FUELL CELLS FOR DISTRIBUTED POWER: BENEFITS, BARRIERS AND PERSPECTIVES. Martin Pehnt y Stephan Ramesohl. WWF / Fuel Cell Europe. IFEU Wuppertal Institute.
- HYDROGEN ENERGY AND FUEL CELLS. A VISION OF OUR FUTURE. Comisión Europea. 2003
- INFORME ANUAL «GLOBAL WIND REPORT». GWEC – Global Wind Energy Council, 2005.
- INFORME ANUAL «IEO – INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK». Departamento de Energía de los Estados Unidos, 2007.
- INFORME «ENERGÍA SOLAR TÉRMICA DE CONCENTRACIÓN. ESTADO ACTUAL Y ACTORES DEL SECTOR». CIEMAT, 2006.
- INFORME «ESTUDIO DE MERCADO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS EN ESPAÑA». DESOLASOL, 2008.
- INFORME «EXTERNE – Externalities of Energy. A Research Project of the European Commission». European Commission – Directorate-General for Research, 2003. [www.externe.info/externpr.pdf](http://www.externe.info/externpr.pdf)
- INFORME «RENEWABLES GLOBAL STATUS REPORT: UPDATE 2006». REN21 – Renewable Energy Policy Network for the 21 Century, 2006.

- INFORME «SOLAR HEAT WORLDWIDE». IEA – Agencia Internacional de Energía, 2007. [http://www.iea-shc.org/publications/statistics/IEA-SHC\\_Solar\\_Heat\\_Worldwide-2007.pdf](http://www.iea-shc.org/publications/statistics/IEA-SHC_Solar_Heat_Worldwide-2007.pdf)
- INFORME STERN: «La economía del cambio climático». Nicholas Stern, 2006. [http://www.hm-treasury.gov.uk/sternreview\\_index.htm](http://www.hm-treasury.gov.uk/sternreview_index.htm)
- INTERNATIONAL JOURNAL OF HYDROGEN ENERGY, VOLUME 32, ISSUES 10–11, JULY–AUGUST 2007, PAGES 1396–1403.
- MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE: «INVENTARIO DE EMISIONES».
- DOCUMENTO «OBSERVATORIO DE LA ELECTRICIDAD DEL SISTEMA PENINSULAR». WWF ADENA. 2009.
- PLAN DE ACCIÓN 2005–2007 Y 2008–2012 DE LA ESTRATEGIA DE AHORRO Y EFICIENCIA ENERGÉTICA EN ESPAÑA (E4).
- PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2005–2010 (PER).
- PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES 1999–2010 (PFER).
- PLAN NACIONAL DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN 2005–2007.
- PLAN NACIONAL DE ASIGNACIÓN DE DERECHOS DE EMISIÓN 2008–2012.
- PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES AISLADAS DE RED. IDAE. 2002.
- PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS DE INSTALACIONES CONECTADAS A RED. IDAE. 2002.
- PROTOCOLO DE KIOTO, DE FEBRERO DE 2005.
- TESIS DOCTORAL. MODELADO Y ANÁLISIS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS. Daniel Guasch Murillo. Universidad Politécnica de Cataluña. 2003.
- TESIS DOCTORAL. DIMENSIONADO Y CONTROL ÓPTIMOS DE SISTEMAS HÍBRIDOS EMPLEANDO ALGORITMOS EVOLUTIVOS. Rodolfo Dufo. Universidad de Zaragoza.
- TRATADO DE ACTA ÚNICA EUROPEA.
- TRATADO DE LA UNIÓN EUROPEA (TUE).

### **A.5.3. NORMATIVA Y LEGISLACIÓN**

- REAL DECRETO 1650/1977, DE 10 DE JUNIO.
- REAL DECRETO 916/1985, DE 25 DE MAYO.



- REAL DECRETO 849/1986, DE 11 DE ABRIL.
- REAL DECRETO 1302/1986, DE 28 DE JUNIO.
- LEY 30/1992, DE 26 DE NOVIEMBRE.
- REAL DECRETO 2366/1994, DE 9 DE DICIEMBRE.
- REAL DECRETO 2609/1996, DE 20 DE DICIEMBRE.
- LEY DEL SECTOR ELÉCTRICO 54/1997, DE 27 DE NOVIEMBRE.
- REAL DECRETO 2818/1998, DE 23 DE DICIEMBRE.
- LEY 34/1998, DE 7 DE OCTUBRE.
- REAL DECRETO 1663/2000, DE 29 DE SEPTIEMBRE.
- REAL DECRETO 1955/2000 DE 1 DE DICIEMBRE.
- LEY 6/2001, DE 8 DE MAYO.
- DIRECTIVA 2001/77/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, DE 27 DE SEPTIEMBRE.
- BOE Nº 148: RESOLUCIÓN DE 31 DE MAYO DE 2001 DE LA DIRECCIÓN GENERAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINAS.
- LEY 53/2002, DE 30 DE DICIEMBRE.
- REAL DECRETO 841/2002, DE 2 DE AGOSTO.
- DIRECTIVA 2003/30/CE, DE 8 DE MAYO.
- REAL DECRETO 606/2003, DE 23 DE MAYO.
- DIRECTIVA 2003/54/CE, DE 26 DE JUNIO.
- REGLAMENTO (CE) 1782/2003, DE 29 DE SEPTIEMBRE.
- DIRECTIVA 2003/96/CE, DE 27 DE OCTUBRE.
- LEY 36/2003, DE 11 DE NOVIEMBRE.
- REAL DECRETO 436/2004, DE 12 DE MARZO.
- REAL DECRETO 4/2004, DE 5 DE MARZO.
- DIRECTIVA 2004/26/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, DE 21 DE ABRIL.
- DIRECTIVA 2004/101/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, DE 27 DE OCTUBRE.

- REAL DECRETO 2351/2004, DE 23 DE DICIEMBRE.
- REAL DECRETO 61/2006, DE 31 DE ENERO.
- REAL DECRETO 314/2006, DE 17 DE MARZO (Código Técnico de la Edificación).
- ORDEN DE 4 DE ABRIL DE 2006, DEL DEPARTAMENTO DE MEDIOAMBIENTE DEL GOBIERNO DE ARAGÓN.
- REAL DECRETO 47/2007, DE 19 DE ENERO (Certificación de Eficiencia Energética de Edificios).
- REAL DECRETO 616/2007, DE 11 DE MAYO.
- ORDEN ITC/1522/2007, DE 24 DE MAYO.
- REAL DECRETO 661/2007, DE 25 DE MAYO.
- LEY 17/2007, DE 4 DE JULIO.
- REAL DECRETO 1027/2007, DE 20 DE JULIO (Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios).
- REAL DECRETO 1028/2007, DE 20 DE JULIO.
- ORDEN ITC/2794
- DECISIÓN 1230/2003/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, DE 26 DE JUNIO DE 2003.

#### **A.5.4. PÁGINAS WEB**

No se incluyen las páginas web de los fabricantes de los distintos componentes tratados en el transcurso del documento, ya que su localización es inmediata empleando los buscadores habituales (Google, Bing). Sí se incluyen ciertas páginas web con listados de componentes, tiendas on-line, plataformas comerciales etc., cuya localización no resulta inmediata.

- AAE - Agencia Andaluza de la Energía ([www.agenciaandaluzadelaenergia.es](http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es))
- AEE – Asociación Empresarial Eólica ([www.aeeolica.org](http://www.aeeolica.org))
- AEH – Asociación Española del Hidrógeno ([www.aeh2.org](http://www.aeh2.org))
- Affordable Solar - ([www.affordable-solar.com](http://www.affordable-solar.com))
- AIE – Agencia Internacional de la Energía ([www.iea.org](http://www.iea.org))
- APPA – Asociación de Productores de Energías Renovables ([www.appa.es](http://www.appa.es))
- APPICE – Asociación Española de Pilas de Combustible ([www.appice.es](http://www.appice.es))

- ASENSA – Asociación Española Empresas Energía Solar y Alternativas ([www.asensa.org](http://www.asensa.org))
- ASIF – Asociación de la Industria Fotovoltaica ([www.asif.org](http://www.asif.org))
- ASIT – Asociación de la Industria Solar Térmica ([www.asit-solar.com](http://www.asit-solar.com))
- CDTI – Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio ([www.cdti.es](http://www.cdti.es))
- CENER – Centro Nacional de Energías Renovables ([www.cener.com](http://www.cener.com))
- CIRCE – Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos (<http://circe.cps.unizar.es>)
- deSOLaSOL - Proyecto Europeo ([www.desolasol.org](http://www.desolasol.org))
- DSP Solar - Distribuciones Solares del Principado ([www.distribucinessolares.com](http://www.distribucinessolares.com))
- Eco Business Links - ([www.ecobusinesslinks.com](http://www.ecobusinesslinks.com))
- EIA – Energy Information Administration ([www.eia.doe.gov](http://www.eia.doe.gov))
- ENERGIAS RENOVABLES ([www.energias-renovables.com](http://www.energias-renovables.com))
- ERCYL - Energías Renovables de Castilla y León ([www.ercyl.com](http://www.ercyl.com))
- EREC – European Renewable Energy Council ([www.erec.org](http://www.erec.org))
- EREF – European Renewable Energies Federation ([www.eref-europe.org](http://www.eref-europe.org))
- EUFORES – Foro Europeo de las Energías Renovables ([www.eufores.org](http://www.eufores.org))
- EUREC – European Renewable Energy Centres Agency ([www.eurec.be](http://www.eurec.be))
- EPIA – European Photovoltaic Industry Association ([www.epia.org](http://www.epia.org))
- pvXchange - Plataforma B2B fotovoltaica ([www.pvxhange.de](http://www.pvxhange.de))
- REE - Red Eléctric Española ([www.ree.es](http://www.ree.es))
- solarbuzz - ([www.solarbuzz.com](http://www.solarbuzz.com))
- Solar for Energy - ([www.solar-for-energy.com](http://www.solar-for-energy.com))
- Solar Shop - ([www.pro-umwelt.de](http://www.pro-umwelt.de))
- SRoeCo solar - ([sroeco.com](http://sroeco.com))
- Universidad de Zaragoza ([www.unizar.es](http://www.unizar.es))
- Whole Sale Solar - ([www.wholesalesolar.com](http://www.wholesalesolar.com))



Universidad  
de Cádiz

Facultad de Ciencias  
Decanato

Enología  
Ingeniería Química  
Matemáticas  
Química  
www.uca.es/ciencias  
Campus de Puerto Real



Anexo II (Reverso)

## **PROPUESTA DE PROYECTO FIN DE CARRERA**

**DEPARTAMENTO: Ciencias de los Materiales e Ingeniería Metalúrgica y Química Inorgánica.**

**TÍTULO: Dimensionamiento del suministro eléctrico de una instalación industrial mediante energías renovables.**

**TUTOR(ES): Sergio Ignacio Molina Rubio.**

### **DESCRIPCIÓN (Breve información sobre el objetivo del PFC)**

El objetivo principal del proyecto es el dimensionamiento del suministro eléctrico de una instalación industrial mediante energías renovables (fotovoltaica, eólica, pilas de combustible basadas en hidrógeno, almacenamiento hidráulico etc.), como complemento y/o alternativa al empleo de energía procedente de combustibles fósiles o energía nuclear.

Para elegir la combinación óptima de recursos renovables/tradicionales se tendrán en cuenta principalmente criterios económicos (tanto coste de inversión inicial como coste de operación y mantenimiento) y medioambientales (emisiones de gases de efecto invernadero).

### **REQUISITOS (Capacidad, producción, energía, normativa, legislación....)**

Instalación industrial ubicada en Zaragoza (zona con elevado recurso eólico y solar). Se parte de un perfil de consumo horario de energía (AC) típico para una industria de tamaño mediano, con picos de consumo máximo del orden de 50 kW en las últimas horas del día (partiendo de un factor de utilización del 50%, y un factor de potencia de 0.8) y con poca componente estacional. Se tendrá en cuenta la posibilidad de seguir contando con suministro desde la red de distribución de energía eléctrica como complemento al empleo de recursos renovables.

No existe normativa de aplicación directa al objeto del proyecto (dimensionamiento de la instalación de suministro eléctrico). No obstante, para cada una de las tecnologías que se considerarán si existen Directivas Europeas (la mayoría de las cuales se encuentran traspuestas al Real Decreto correspondiente), normas ISO, normas UNE EN etc.. A continuación se listan las referencias correspondientes a



UCA

Universidad  
de Cádiz

Facultad de Ciencias  
Decanato

Enología  
Ingeniería Química  
Matemáticas  
Química  
www.uca.es/ciencias  
Campus de Puerto Real



estas normas.

Hidrógeno / pilas de combustible:

- UNE-EN 62282-3-3:2008 Tecnología de pilas de combustible. Parte 3-3: Sistemas estacionarios de generación de energía por pila de combustible. Instalación.
- UNE-IEC/TS 62282-1:2006 Tecnologías de pilas de combustible. Parte 1: Terminología (IEC/TS 62282-1:2005)
- UNE-EN 62282-5-1:2009 Tecnologías de pilas de combustible. Parte 5-1: Sistemas de pilas de combustible portátiles. Seguridad.
- UNE-EN 62282-2:2007/A1:2008 Tecnologías de pilas de combustible. Parte 2: Módulos de pila de combustible. (IEC 62282-2:2004/A1:2007).
- UNE-ISO/TR 15916:2007 Consideraciones básicas de seguridad de los sistemas de hidrógeno.
- ISO 14687:1999/Cor 1:2001 Hydrogen fuel – Product specification.
- ISO 16110-1:2007 Hydrogen generators using fuel processing technologies – Part 1: Safety.
- Directiva 96/82/EC (RD 1254/1999) sobre Prevención de grandes accidentes con implicación de sustancias peligrosas.
- Directiva 98/48/EC (RD 371/2001) Reglamento de almacenamiento de productos químicos y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Directiva 97/23/EC (RD 769/1999) sobre Equipos a presión.
- Directiva 94/9/EC (RD 400/1996) sobre Sistemas de protección y equipamiento para su uso en atmósferas potencialmente explosivas.
- Directiva 99/92/EC (RD 681/2003) sobre Requisitos mínimos para mejorar la protección de la salud y seguridad de los trabajadores en atmósferas explosivas.

Paneles fotovoltaicos:

- UNE-EN 62124:2006.Equipos fotovoltaicos (FV) autónomos. Verificación de diseño. (IEC 62124:2004).
- UNE-EN 61194:1997.Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos.
- UNE-EN 62093:2006.Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales (IEC 62093:2005).
- UNE 206001:1997. Módulos fotovoltaicos. Criterios ecológicos.
- UNE-EN 61724:2000.Evaluación de sistemas fotovoltaicos. Guías para la medida, el intercambio de datos y el análisis.
- UNE-EN 50380:2003. Informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos.



CA

Universidad  
de Cádiz

Facultad de Ciencias  
Decanato

Enología  
Ingeniería Química  
Matemáticas  
Química  
www.uca.es/ciencias  
Campus de Puerto Real



- UNE-EN 50461:2007. Células solares. Información de la documentación técnica y datos del producto para células solares de silicio cristalino.
- REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.
- Real DECRETO 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- UNE 20460-7-712:2006. Instalaciones eléctricas en edificios. Parte 7-712: Reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales. Sistemas de alimentación solar fotovoltaica (PV).
- UNE-EN 60891:1994. Procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino. (Versión oficial EN 60891:1994).
- UNE-EN 60904-1:2007. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica corriente-tensión de dispositivos fotovoltaicos. (IEC 60904-1:2006).
- UNE-EN 60904-2:2008. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 2: Requisitos de dispositivos solares de referencia. (IEC 60904-2:2007).
- UNE-EN 60904-3:2009. fotovoltaicos. Parte 3: Fundamentos de medida de dispositivos solares fotovoltaicos (FV) de uso terrestre con datos de irradiancia espectral de referencia.
- UNE-EN 60904-5:1996. fotovoltaicos. Parte 5: Determinación de la temperatura de la célula equivalente (TCE) de dispositivos fotovoltaicos (FV) por el método de la tensión de circuito abierto.
- UNE-EN 60904-6/A1:1998. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 6: Requisitos para los módulos solares de referencia.
- UNE-EN 60904-7:2009. fotovoltaicos. Parte 7: Cálculo de la corrección por desacople espectral para medidas de dispositivos fotovoltaicos.
- UNE-EN 60904-8:1999. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 8: Medida de la respuesta espectral de un dispositivo fotovoltaico (FV).
- UNE-EN 60904-9:2008. Dispositivos fotovoltaicos. Parte 9: Requisitos de funcionamiento para simuladores solares.
- UNE-EN 61683:2001. Sistemas fotovoltaicos. Acondicionadores de potencia. Procedimiento para la medida del rendimiento.
- UNE-EN 61702:2000. Evaluación de sistemas de bombeo fotovoltaico (FV) de acople directo.
- UNE-EN 61725:1998. Expresión analítica para los perfiles solares diarios.



CA Universidad  
de Cádiz

Facultad de Ciencias  
Decanato

Enología  
Ingeniería Química  
Matemáticas  
Química  
www.uca.es/facultades  
Campus de Puerto Real



- UNE-EN 61727:1996.Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.
- UNE-EN 61730-1:2007.Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de construcción. (IEC 61730-1:2004, modificada).
- UNE-EN 61730-2:2007.Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 2: Requisitos para ensayos. (IEC 61730-2:2004, modificada).
- UNE-EN 61829:2000.Campos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino. Medida en el sitio de características I-V.
- UNE-EN 62093:2006.Componentes de acumulación, conversión y gestión de energía de sistemas fotovoltaicos. Cualificación del diseño y ensayos ambientales (IEC 62093:2005).

Aerogeneradores:

- UNE-EN 61400-1:2006. Parte 1: Requisitos de diseño (CEI 61400-1:2005).
- UNE-EN 61400-2:2007.Aerogeneradores. Parte 2: Requisitos de diseño para pequeños aerogeneradores. (IEC 61400-2:2006)
- UNE 21302-415:2001.Vocabulario electrotécnico. Parte 415: Aerogeneradores.
- UNE-EN 50308:2005.Aerogeneradores. Medidas de protección. Requisitos para diseño, operación y mantenimiento.
- UNE-EN 61400-12-1:2007.Aerogeneradores. Parte 12-1: Medida de la curva de potencia de aerogeneradores productores de electricidad. (IEC 61400-12-1:2005).
- UNE-EN 61400-21:2009.Aerogeneradores. Parte 21: Medida y evaluación de las características de la calidad de suministro de los aerogeneradores conectados a la red.
- UNE-IEC/TR 61400-24:2005.Aerogeneradores. Parte 24: Protección contra el rayo.

Puerto Real, 11 de Enero de 2010

Vº Bº del Tutor  
Fdo.

*Sergio [Signature]*

Vº Bº del Director del Departamento  
Fdo.:

*[Signature]*

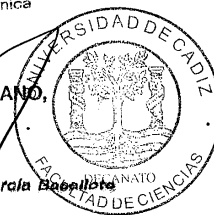


Departamento de  
Ciencia de los Materiales e  
Ingeniería Metalúrgica y  
Química Inorgánica

Vº Bº del Decano  
Fdo.:

EL DECANO,

Fdo.: Manuel García Becerra





**UCA**Universidad  
de CádizFacultad de Ciencias  
DecanatoEnología  
Ingeniería Química  
Matemáticas  
Química  
[www.uca.es/ciencias](http://www.uca.es/ciencias)  
Campus de Puerto Real**ACLARACIONES AL OBJETO DEL PROYECTO FIN DE CARRERA****TÍTULO: Dimensionamiento del suministro eléctrico de una instalación industrial mediante energías renovables.****TUTOR: Sergio Ignacio Molina Rubio.****DEPARTAMENTO: Ciencias de los Materiales e Ingeniería Metalúrgica y Química Inorgánica.**

El objetivo del proyecto es estudiar la viabilidad de emplear energías de origen limpio para cubrir, total o parcialmente, el suministro de una nave industrial de tamaño medio (50 kW de potencia), y dimensionar el sistema de suministro eléctrico, buscando la optimización del coste total de la instalación seleccionada (todo el ciclo de vida a 25 años) y de la emisión de gases de efecto invernadero (CO<sub>2</sub> principalmente).

Para este fin, junto con las fuentes de energía tradicionales (conexión a la red de distribución de energía eléctrica procedente de combustibles fósiles o de origen nuclear y empleo de grupos generadores autónomos como reserva de emergencia) se considerarán los principales tipos de energías renovables que actualmente son comercial y económicamente viables:

- Hidrógeno
- Energía eólica
- Energía solar

Junto con los principales elementos de estos sistemas (electrolizador, pila de combustible, paneles fotovoltaicos, aerogeneradores) también se considerarán en el análisis los distintos elementos auxiliares necesarios (bancos de baterías, inversores, depósitos de hidrógeno, depósitos de agua y bombas etc.)

El objetivo es por tanto dimensionar el sistema considerando la combinación óptima de recursos renovables y tradicionales (no se trata de reducir las emisiones contaminantes a cualquier precio, ni de emplear el sistema más económico a corto plazo). Se detallará el número, características y configuración de todos los elementos anteriormente indicados.

**UCA**Universidad  
de CádizFacultad de Ciencias  
DecanatoEnología  
Ingeniería Química  
Matemáticas  
Químicawww.uca.es/ciencias  
Campus de Puerto Real

La elaboración del estudio requerirá en primer lugar sentar una base sólida para su desarrollo, para lo que en una primera etapa se detallarán en la memoria del proyecto los principios físicos y teóricos que sustentan las tecnologías existentes detrás de cada una de las energías renovables consideradas, para en una segunda etapa, delimitar, de entre las existentes en el mercado, aquellas soluciones comerciales que mejor se ajusten al objetivo perseguido.

El estudio de viabilidad y el dimensionamiento del sistema se realizará mediante un software que implementa algoritmos genéticos de optimización (HOGA, Hybrid Optimization by Genetic Algorithms). Este software permite analizar de una manera sistemática y ordenada la multitud de combinaciones existentes, facilitando por tanto la toma de decisiones.

A la hora de definir la solución, se tendrá en cuenta un emplazamiento concreto (nave industrial de aproximadamente 800 m<sup>2</sup> de superficie en las inmediaciones de Zaragoza), a fin de poder considerar los recursos solares y eólicos existentes, las limitaciones y necesidades de espacio que conllevaría la nueva instalación.

Puerto Real, 15

de

Febrero

del 2010

Fdo.: Haydee Sánchez Rodríguez

Vº Bº del Tutor

Fdo.

Vº Bº del Director del Departamento

Fdo.

Departamento de  
Ciencia de los Materiales e  
Ingeniería Metalúrgica y  
Química Inorgánica

EL DECANO

Fdo.: Manuel García Basallote



Vº Bº del Decano

Fdo.



Universidad  
de Cádiz

**Secretaría Campus Puerto Real**

Avda. República Saharaui, s/n  
11510- Puerto Real  
Tel. 956016000 Fax. 956016436  
secretaria.campuspuertoreal@uca.es



260 AÑOS  
DE ESTUDIOS  
UNIVERSITA-  
RIOS EN CÁDIZ

D<sup>a</sup> HAYDEE SANCHEZ RODRIGUEZ  
C/ POLONIA, 45  
28939 ARROYOMOLINOS (MADRID)

15 de Marzo de 2010

**Acuerdos de la Comisión de Proyectos Fin de Carrera**

La Comisión de Proyectos Fin de Carrera de la Facultad de Ciencias de la Universidad de Cádiz, reunida el 8 de Marzo de 2010, en relación a la aclaración de proyecto fin de carrera que ud. presenta, acuerda:

Dictamen de la Comisión: Aprobado.

Muy atentamente.



M<sup>a</sup> de Valme García Moreno  
Secretaria de la Facultad de Ciencias  
Secretaria de la Comisión de Proyectos Fin de Carrera

UNIVERSIDAD DE CÁDIZ -  
REGISTRO CAMPUS PTO. REAL

Salida

003 Nº. 201000300000433  
17/03/2010 12:54:36



